LOAD FORECAST

1986-2001

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

STRATEGIC DEVELOPMENT

APRIL 1986

FOREWORD

This document presents a fifteen year forecast of electrical load to be supplied by The New Brunswick Electric Power Commission (NB Power) to its in-province customers. This April 1986 forecast replaces the forecast prepared in April 1985 and will constitute the starting point of much of the planning activity at NB Power. An assessment of the potential sales to market outside of New Brunswick is also included in this documemt.

The forecast is arrived at after a cause and effect analysis of past loads, combined with a current assessment of economic, demographic, technological and other factors which affect demand for electrical services. The forecast prepared on this basis is considered to be the reference case and used for detailed short-term planning and general planning in the longer term.

The loads presented in the reference case forecast are not targets but an expectation of what is likely to occur given the current circumstances. It must be remembered that the projections become more uncertain in the later years of the forecast.

In view of the uncertainty associated with forecasts and considering the significant planning implications of variations in the electricity demand, this document also includes a range which corresponds to weaker and stronger growth than the reference case. This is the first time a forecast range has been specifically identified. It is an extension of the forecast sensitivity analysis presented in the previous years.

TABLE OF CONTENTS

		PAGE
1.0	FORECAST HIGHLIGHTS	1
1.1	General	1
1.2	Historical Perspective	1
1.3	Forecast Comparisons	3
2.0	FORECAST BY CUSTOMER CLASSIFICATION	6
2.1	General	6
2.2	Residential	8
2.3	General Service	13
2.4	Industrial Distribution	16
2.5	Street Lights	19
2.6	Wholesale (for Resale)	21
2.7	Industrial Transmission	23
3.0	FORECAST RESULTS	28
3.1	General	28
3.2	Annual Forecast	28
3.3	Monthly Energy Forecast	34
3.4	Monthly Peak Hour Demand Forecast	36
4.0	FORECAST UNCERTAINTY	38
4.1	General	38
4.2	Key Uncertainty Factors	38
4.3	Alternate Scenarios	40
5.0	EXTERNAL MARKET POTENTIAL	44
5.1	History	44
5.2	Objectives	45
5.3	Future Contracted Sales	45
5.4	Future Potential Sales	47

APPENDIX

A.	NUMBER OF CUSTOMERS	A1
B.	ENERGY USE PER CUSTOMER	B1
C.	OFF-OIL CONVERSIONS	C1
D.	WOOD PROCESSING INDUSTRY	D1
E.	MINING AND SMELTING INDUSTRY	E1

LIST OF TABLES

TABLE		PAGE
1.1	Comparison of 1985 and 1986 Forecast Results	4
1.2	Differences from 1985 Forecast	5
2.1	History and Forecast of Residential Sales	11
2.2	History and Forecast of General Service Sales	15
2.3	Industrial Distribution Sales and R.D.P.P.	17
2.4	History and Forecast of Industrial Distribution Sales	18
2.5	History and Forecast of Street Light Sales	20
2.6	History and Forecast of Wholesale Sales	22
2.7	Firm Industrial Transmission Forecast by Industry Type ...	26
2.8	History and Forecast of Industrial Transmission Sales	27
3.1	Annual Energy, Peak Demand and Load Factor Forecast	29
3.2	Forecast Growth Summary	30
3.3	System Net Monthly Energy	35
3.4	System Net Monthly Peak Hourly Demand Forecast	37
4.1	Deviation from Reference Case Forecast for year 2001	40
4.2	Forecast Range	41
5.1	History of External Market Sales	48
A.1	Population and Household History	A2
A.2	Population History and Forecast	A5
A.3	Year-Round Residential Customers	A6
A.4	Total Residential Customers	A7
B.1	Residential End-Use Estimates 1985/86	B4
B.2	Residential End-Use Estimates 1990/91	B4
B.3	Residential End-Use Estimates 1995/96	B5
B.4	Residential End-Use Estimates 2000/01	B5
C.1	Oil to Electric Space Heat Conversions Forecast	C3

LIST OF FIGURES

FIGURE		PAGE
1.1	In-Province Energy Sales and Supply	2
2.1	Sales by Customer Class	6
2.2	Forecast Methodology	7
2.3	Residential Sales per Customer	12
3.1	System Net Energy	31
3.2	Annual Peak Hourly Demand	32
3.3	In-Province Energy Sales and Supply	33
4.1	System Net Energy Forecast Range	42
4.2	Annual Peak Hour Demand Forecast Range	43
C.1	Residential Space Heating Energy Sources	C2
C.2	Space Heating Costs	C2

FORECAST HIGHLIGHTS

FORECAST HIGHLIGHTS

1.1 General

For the entire fifteen year period of April 1986 to March 2001, the energy supply by NB Power to its in-province customers is forecast to increase from 10,255 GW.h to 15,875 GW.h; an average annual growth rate of 3% per year. The peak hour demand related to this energy supply is forecast to grow by 1024 MW from 2001 MW in January 1986 to 3025 MW in January 2001 for an average annual growth rate of 2.8%.

The rate of increase for energy supply (3.0% per year) is higher than the forecast increase in peak hour demand (2.8% per year). This is due to the effects of non-routine industrial shutdowns and colder than average weather conditions in the base year, ending March 1986. The forecast assumes average weather and does not allow for non-routine industrial shutdowns. When the base year data is adjusted to remove the effect of industrial shutdowns and to reflect average weather, the forecast increases for energy and peak demand average 2.7% and 2.9% per year respectively.

1.2 Historical Perspective

The fifteen year forecast of 3.0% average annual growth in energy supply compares to 6.9% growth experienced in the past fifteen years. The key factors which are responsible for historical and forecast growth in demand for electrical services are identified below. Figure 1.1 shows the history and forecast of total in-province energy supply and sales by customer classification.

Population: New Brunswick population is forecast to increase by some 60,000 or 0.5% per year. This compares to an increase of 90,000 or 0.9% per year in the last fifteen years.

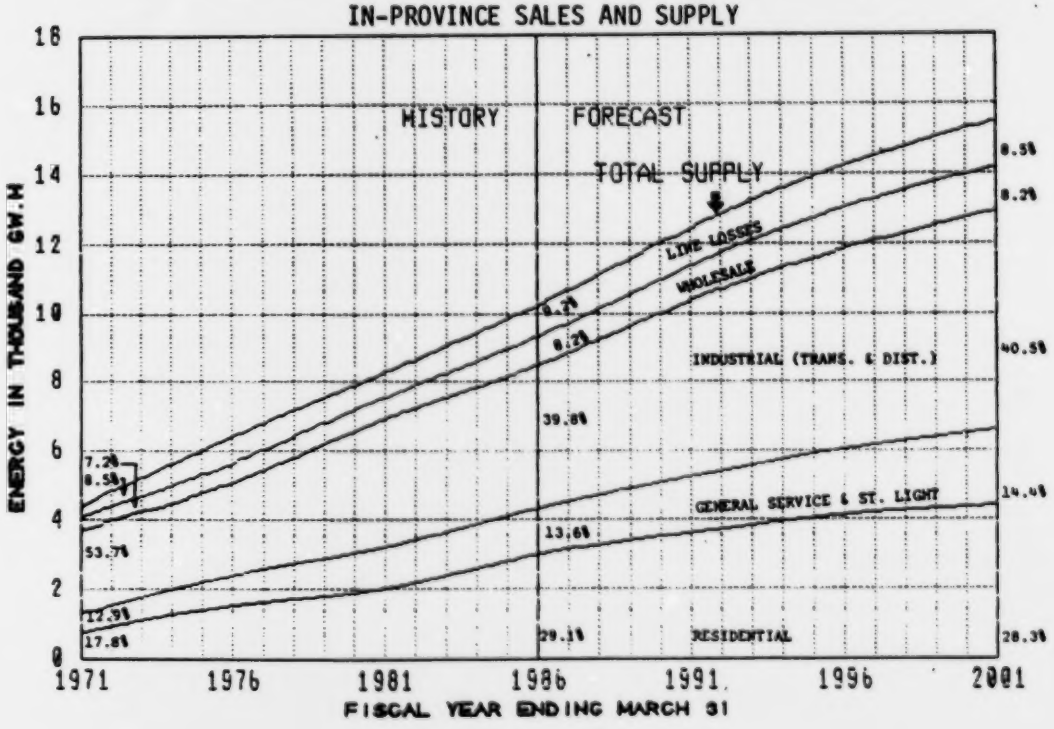
Residential Customers: Residential customers are forecast to increase by 40,000 or 1.0% per year. This compares to an increase of some 80,000 or 2.8% per year in the past fifteen years.

Electric Space Heating: Penetration of electric space heating in all new homes and 45,000 conversions from oil to electicity are forecast to increase the use of electricity as the principal space heating energy source in homes from 42% to 66.3% over the next fifteen years. Use of electricity as principal space heating energy source has increased form 2% to 42% in the past fifteen years.

Economic Growth: Growth in the Real Domestic Provincial Product, a measure of economic activity, will average 2% per year over the forecast period. This compares to an average annual growth of 2.6% per year in the past fifteen years.

Industrial Growth: Industrial load will grow by an average of 16.7 MW or 3% per year, compared to 20 MW (5%) per year growth in the last fifteen years.

FIGURE 1.1



1.3 Forecast Comparisons

This April 1986 forecast of electrical requirements in New Brunswick is somewhat higher than the 1985 forecast, which it replaces. By the year 2000 (the latest comparable period of the two forecasts), the energy forecast is higher by 456 GW.h and the peak hour demand is higher by 129 MW. The difference represents an advancement of just over one year in energy growth by 1994 and two years in peak hour demand growth by January 1998. The 1985 and 1986 forecasts are compared in Table 1.1. The significant differences in the two forecasts are outlined below and their effects are summarized in Table 1.2.

Natural Gas: The 1985 forecast allowed for natural gas to impact electrical loads from 1990 onwards. This 1986 forecast assumes natural gas will not impact electrical loads in New Brunswick by the end of the forecast period. The total effect of this change is 412 gwh higher energy supply by the year 2000.

Oil to Electric Heat Conversions: The forecast of oil to electric heat residential conversions has been changed from an average of 4,000 per year in the 1985 forecast to an average 3,000 per year in the 1986 forecast. This change reflects a reassessment of the potential market, the impact of declining price of home heating oil and the availability of higher efficiency oil furnaces. The effect of this change is a decline of 218 GW.h in energy requirements by the year 2000.

Space Heating Use: Analysis of recent residential use data and NB Power's 1985 Appliance Saturation Survey results indicates that the average space heating use in an electrically heated home is some 400 KWh less than the 14,000 KWh level allowed in the 1985 forecast. This change has resulted in a 80 GW.h decline in energy forecast for the year 2000.

Industrial Growth: The high probability for a second coated paper mill, improved long term outlook for the province's potash industry, the potential for application of electrotechnology (particularly heat pumps) and a review of historical relationship between industrial load and economic growth are the key factors which have led to an upward revision of the industrial load forecast. The effect of higher industrial growth is an increase of 294 gwh by the year 2000.

TABLE 1.1

COMPARISON OF FORECASTS

FISCAL YEAR	SYSTEM NET ENERGY (GW.h)		SYSTEM PEAK DEMAND (MW)	
	85 F'CST	86 F'CST	85 F'CST	86 F'CST
1985/86 (ACTUAL)	10255	10255	2001	2001
1986/87	10915	10911	2006	2071
1987/88	11327	11302	2102	2141
1988/89	11725	11639	2180	2205
1989/90	12046	12036	2246	2283
1990/91	12363	12438	2310	2363
1991/92	12679	12815	2374	2438
1992/93	12990	13184	2436	2511
1993/94	13293	13538	2495	2580
1994/95	13577	13886	2549	2648
1995/96	13932	14225	2616	2714
1996/97	14216	14560	2669	2776
1997/98	14501	14890	2723	2839
1998/99	14796	15220	2778	2902
99/2000	15092	15548	2834	2963
2000/01	N/A	15875	N/A	3025
	ANNUAL GROWTH RATE (% PER YEAR)			
1986-1991 (5 YRS)	3.8	3.9	2.9	3.4
1986-1996 (10 YRS)	3.1	3.3	2.7	3.1
1986-2000 (14 YRS)	2.8	3.0	2.5	2.8
1986-2001 (15 YRS)	N/A	3.0	N/A	2.8

TABLE 1.2

INPUT CHANGE	INCREASE (DECREASE) IN FORECAST BY THE YEAR 1999/2000 GWH	MW
No Impact of Natural Gas	+412	+126
Lower Off Oil Conversions (3000/yr vs 4000/yr)	(218)	(78)
Residential Electric Heat use (13,600 KWh vs 14,000 KWh)	(80)	(29)
Industrial Growth (16.7 MW vs. 13 MW/yr)	+294	+ 49
Other Changes*	+ 48	+ 61
Total Change in Forecast	+456	+129
1985 Forecast for the year 1999/2000	15,092	2,834
1986 Forecast for the year 1999/2000	15,548	2,963

* Includes the effects of 2000 more new homes by the year 1999/2000 and other adjustments, particularly in the peak demand forecast model.

FORECAST BY

CUSTOMER CLASSIFICATION

FORECAST BY CUSTOMER CLASSIFICATION

2.1 General

The methodology and results of the forecast of electrical power needs for each of the six in-province customer classificaitons i.e. Residential, General Service, Industrial Distribution, Street Lights, Wholesale (for resale) and Industrial Transmission are presented in this section. Figure 2.1 shows the proportion of total in-province energy sales, in the most recent fiscal year 1985/86, for each of the six customer classifications. Figure 2.2 outlines the forecast methodology.

FIGURE 2.1

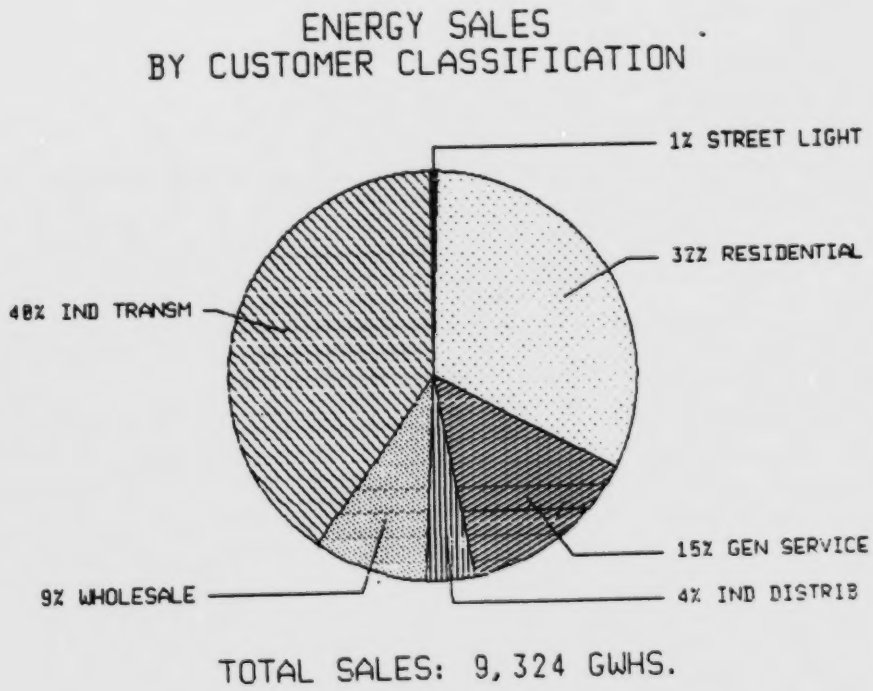
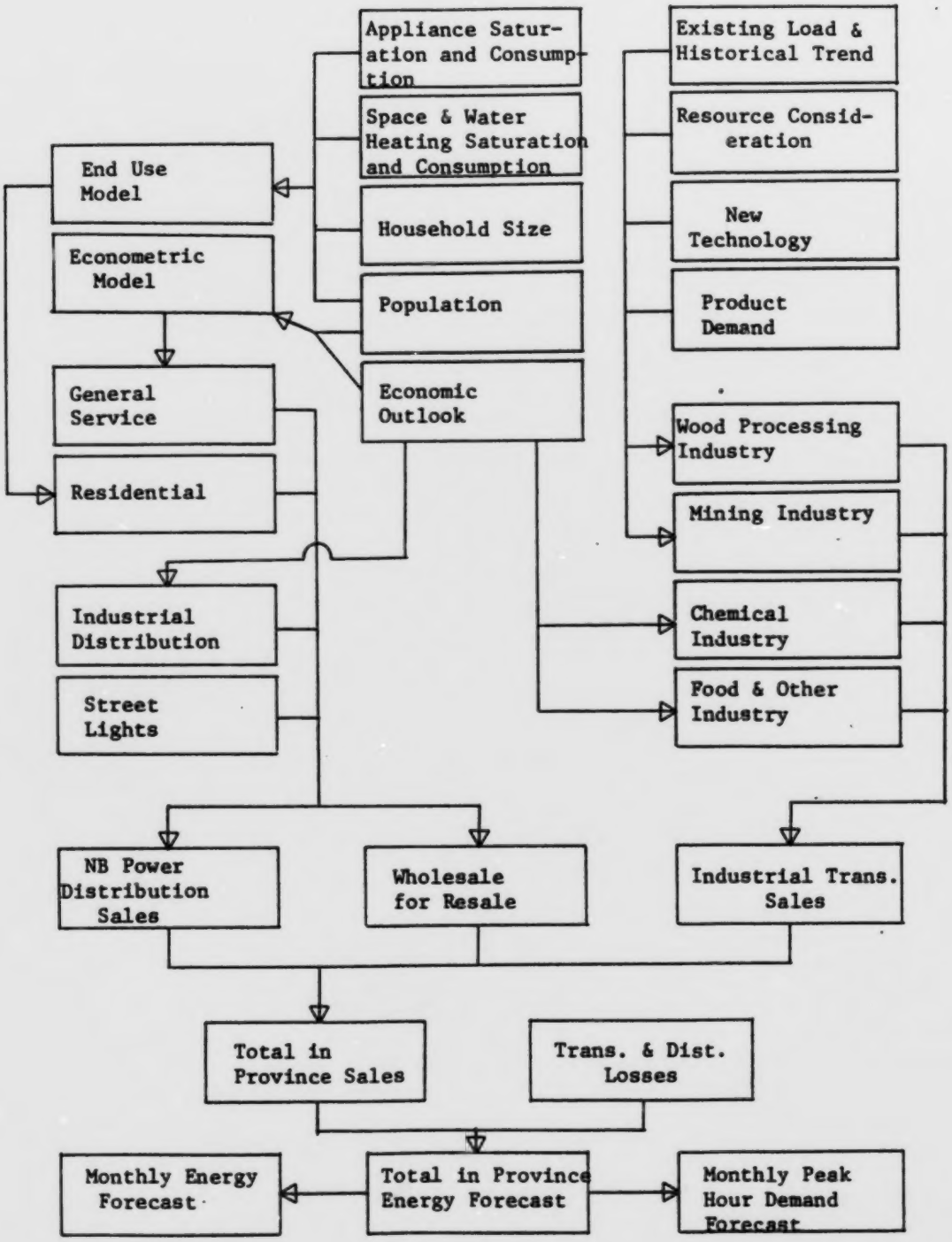


FIGURE 2.2

FORECAST METHODOLOGY



2.2 Residential

This classification comprises some 207,000 year-round and 15,000 seasonal customers served by NB Power. In addition there are over 32,500 year-round residential customers served by the municipal utilities in Saint John and Edmundston. Residential customers use electricity for household applications such as cooking, refrigeration, water heating and space heating. Churches and farms are also included in this group.

Forecast Methodology and Results:

The residential energy is forecast separately for the year-round customers (households, farms and churches account for 99% of the residential sales) and seasonal customers. The forecast of year-round customers' needs is based on an "end use" model which can be simply stated as:

ENERGY (kW.h) = NUMBER OF YEAR-ROUND CUSTOMERS
X AVERAGE USE PER CUSTOMER.

Forecast of the number of year-round customers is based on projections of population and household size.(1) The number of year-round residential classified customers is forecast to increase from the fiscal year 1985/86 level of 240,190 to 279,393 in the fiscal year 2000/01.

---

(1) See Appendix A for details.

Use per customer is determined on the basis of the number of major electrical appliances and their average annual use in kilowatthours.(2) The average annual consumption of year-round residential customers is forecast to grow from 13,678 kW.h experienced in 1985/86 to 17,934 kW.h in 2000/01. Principal factors leading to this growth are, (i) the forecast increase in electric space heating which is expected to increase from 42.0% in 1985/86 to 66.3% by the year 2000/01 and (ii) the addition of some 40,000 new customers. The increased use of electric space heating reflects the forecast of 45,000 oil to electric space heat conversions and 100% electric space heating penetration into new construction over the next fifteen yers.

The seasonal customer growth rate is forecast at 200 units a year and the corresponding use per customer is forecast by extrapolating historical trends. Seasonal customers' share of the total residential energy will remain stable at around one percent of the total residential use.

The annual growth rate forecast for the 15 year period starting April 1986 is 2.8 percent; down from the 1985 forecast of 2.9 percent for the same period. The change reflects the following considerations:

a) The forecast number of residential conversions from oil to electricity over the 15 years has been reduced to 45,000 from 60,000 in the 1985 forecast. (3) This reduction of 15,000 conversions represents some 240 Gw.h lower sales by the year ending March 2001; equivalent to a reduction in average annual growth rate of about 0.3% per year.

---

(2) See Appendix B for details.
(3) See Appendix C for details.

b) The 1985 forecast allowed for natural gas to impact electrical loads from 1990 onwards. Availability of natural gas is no longer considered viable by the year 2000. The elimination of the effect of gas incursion into the province will increase the forecast residential sales by some 170 Gw.h in year 2000/01 or an increase in average annual growth rate of about 0.2% per year.

NB Power does not retail directly to all of the households using electricity in the province. The portion of the total residential forecast sales expected to be retailed by the municipal utilities in Saint John and Edmundston is determined on the basis of historical data.

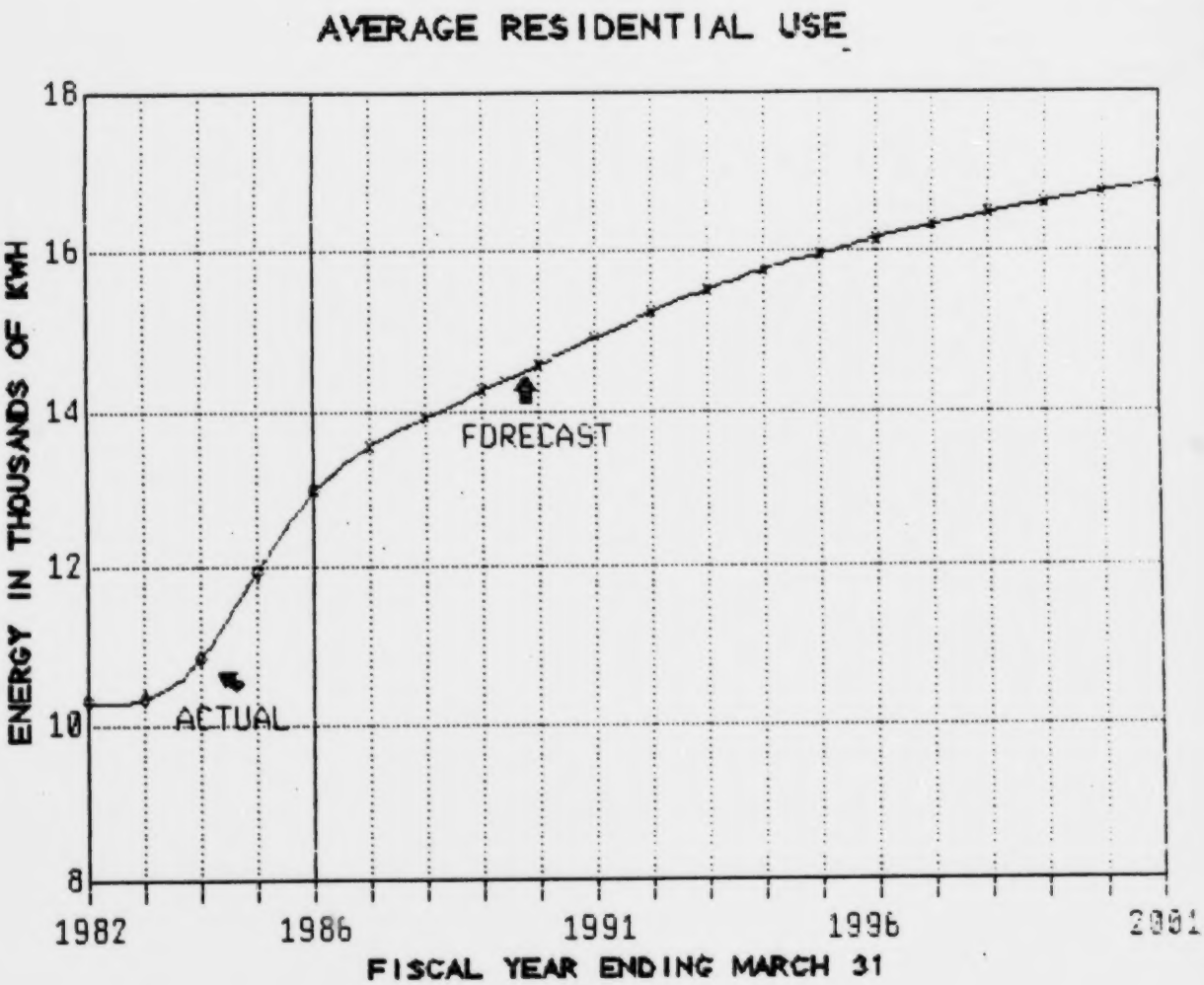
Table 2.1 shows the history and forecast of residential sales while Figure 2.3 shows the history and forecast of energy sales to an average residential customer.

TABLE 2.1

HISTORY AND FORECAST OF RESIDENTIAL SALES (GW.h)

FISCAL YEAR	NB POWER	WHOLESALE	TOTAL SALES NEW BRUNSWICK
HISTORY			
1971-72	785	150	935
1972-73	911	162	1073
1973-74	1072	179	1251
1974-75	1284	203	1487
1975-76	1554	243	1797
1976-77	1809	275	2084
1977-78	1905	278	2183
1978-79	2010	256	2266
1979-80	1975	254	2229
1980-81	2057	255	2312
1981-82	2119	263	2382
1982-83	2226	278	2508
1983-84	2484	308	2792
1984-85	2713	342	3055
1985-86	2981	382	3363
FORECAST			
1986-87	3104	395	3500
1987-88	3251	414	3665
1988-89	3382	431	3812
1989-90	3506	447	3952
1990-91	3632	463	4094
1991-92	3751	478	4229
1992-93	3861	492	4353
1993-94	3960	504	4464
1994-95	4050	516	4566
1995-96	4134	527	4660
1996-97	4211	537	4748
1997-98	4284	546	4830
1998-99	4355	555	4910
99-2000	4424	564	4987
2000/01	4490	572	5061

FIGURE 2.3


AVERAGE RESIDENTIAL USE
ENERGY IN THOUSANDS OF KWH
18
16
14
12
10
8
ACTUAL
FORECAST
1982
1986
1991
1996
2001
FISCAL YEAR ENDING MARCH 31

2.3 General Service

This classification comprises all customers who do not specifically fall into residential, industrial or street lighting categories. The general service customers range from a few kilowatts to several thousand kilowatts of connected load. The electric applications for this customer group can also be diverse, ranging for example from basic lighting to lighting, heating, cooling applications.

Sales to general service customers have increased two and one half times between the fiscal years 1971/72 and 1985/86; representing an average annual increase of 6.7 percent over the fourteen year period. The growth in the most recent five year period has been slower at 3.2% per year. This difference in growth rate over the two periods can be linked to (i) differences in economic growth (2.9% vs 0.8%), and (ii) population growth (0.9% vs 0.5%).

Based on analysis of electrical use of general service customers by Standard Industrial Classification code (SIC) conducted in 1983, it is estimated that nearly 70% of the general service sales are directly linked to economic activity e.g. hotels/motels, retail outlets, offices. The remaining 30% of the sales are to the institutional sector including schools, hospitals and government offices. Institutional sector sales are also linked to economic factors in the long run but often influenced by public policy in the short run.

As all of the general service sales are directly or indirectly linked to the economic activity within the province, an econometric model is one relevant forecast approach.

The model used in this forecast defines annual general service sales per capita as a dependent variable while per capita real personal disposable income is used as the independent variable. Forecast growth in per capita real personal disposable income is based on the potential for future growth in the total real domestic provincial product and takes into account the impact of current trends in wage restraints.(4) Model results have been consistent with actual experience in the past four years and form the basis of this forecast.

Forecast of per capita general service sales is multiplied by the New Brunswick population projection to arrive at the total general service sales forecast. The results are based on a 1.75% annual increase in per capita real personal disposable income(4) and 0.5% annual growth in population.(5)

The total general service sales forecast is for a compound average annual growth rate of 3.4%. Table 2.2 gives the history and forecast of general service sales for NB Power and the municipal utilities (wholesale). The portion of the total general service sales expected to be retailed by the municipal utilities is determined on the basis of recent historical data.

---

(4) See "General Service Forecast, 1983-1999" by Hon-Po Wong, NB Power
(5) See Residential section and Appendix A for discussion on population projection.

TABLE 2.2

HISTORY AND FORECAST OF
GENERAL SERVICE SALES (GW.h)

FISCAL YEAR	NB POWER	WHOLESALE	TOTAL SALES NEW BRUNSWICK
ACTUAL			
1971/72	540	167	707
1972/73	618	181	799
1973/74	695	200	895
1974/75	775	222	997
1975/76	872	252	1124
1976/77	935	274	1209
1977/78	984	282	1266
1978/79	1072	275	1347
1979/80	1118	288	1406
1980/81	1165	296	1461
1981/82	1169	306	1475
1982/83	1184	323	1507
1983/84	1227	341	1568
1984/85	1283	350	1633
1985/86	1347	361	1708
FORECAST			
1986/87	1401	375	1776
1987/88	1453	389	1842
1988/89	1506	403	1910
1989/90	1560	418	1978
1990/91	1615	433	2048
1991/92	1671	448	2119
1992/93	1728	463	2191
1993/94	1785	478	2264
1994/95	1844	494	2338
1995/96	1903	510	2413
1996/97	1963	526	2489
1997/98	2025	542	2567
1998/99	2087	559	2646
99/2000	2149	576	2725
2000/01	2214	593	2807

2.4 Industrial Distribution

This customer classification comprises of industrial customers served at distribution voltages (12 kV or less). The customers range in size from a few KW to about 3000 KW of connected load.

Historical year to year growth rate for the classification has not been very consistent. The fluctuations in growth rate have resulted from swings in economy and, at times, due to shifts of loads between industrial transmission and distribution classifications. The sales to industrial distribution customers and the Real Domestic Provincial Product, a measure of economic activity, for New Brunswick are included in Table 2.3.

Key considerations in forecasting Industrial Distribution electrical requirements are: (a) the growth in the provincial economy as measured by the total real domestic provincial product and by its goods producing and manufacturing sector components, (b) potential for conservation and (c) application of new electro-technology to existing industry, e.g. heat pumps and dehumidification heat pump kilns.(6)

The energy sales to this classification are forecast to grow at an overall average rate of 2.5% per year as compared to 3.9% growth in the past 14 years. The difference is due to forecast of slower than past economic growth(7) and the potential for energy conservation, particularly through the

---

(6) Industrial Heat Pump Seminar, Fredericton, NB, 85-05-28
(7) Wong, Hon-Po, General Service Forecast, 1983-1999, NB Power.

use of energy efficient motors which are economically justified for decisions relating to new and replacement motors.(8)

The history and forecast of total New Brunswick Industrial Distribution sales and its NB Power and Wholesale components is given in Table 2.4.

TABLE 2.3

INDUSTRIAL DISTRIBUTION SALES AND REAL DOMESTIC PROVINCIAL PRODUCT RELATIONSHIP

Fiscal Year	Industrial Distribution Sales (GWH)	Real Domestic Provincial Product* (Millions of Dollars)		
		Manufacturing Sector	Goods Producing Sector	All Industries
1971-72	225	257	557	1611
1972-73	241	294	596	1730
1973-74	251	326	673	1893
1974-75	268	339	720	1971
1975-76	295	313	697	1996
1976-77	313	317	699	2054
1977-78	319	317	696	2078
1978-79	341	334	722	2124
1979-80	364	359	743	2192
1980-81	379	364	719	2201
1981-82	353	312	700	2170
1982-83	341	296	631	2119
1983-84	371	315	672	2165
1984-85	398	359	736	2281
1985-86	413	365	746	2351
Average Annual Growth Rate	3.9	2.5	2.1	2.7

* Data from Conference Board of Canada publication, The Provincial Economies and from the Economics and Statistics Agency, Cabinet Secretariat, Province of New Brunswick.

(8) Potential of high efficiency motors to save electric energy in Canada, CEA Research Project 016 U 244.

TABLE 2.4

HISTORY AND FORECAST OF
INDUSTRIAL DISTRIBUTION SALES (GW.h)

FISCAL YEAR	NB POWER	WHOLESALE	TOTAL SALES NEW BRUNSWICK
ACTUAL			
1971/72	189	36	225
1972/73	199	42	241
1973/74	205	46	251
1974/75	217	51	268
1975/76	238	57	295
1976/77	251	62	313
1977/78	255	64	319
1978/79	283	58	341
1979/80	306	58	364
1980/81	321	58	379
1981/82	293	60	353
1982/83	283	58	341
1983/84	311	60	371
1984/85	337	61	398
1985/86	351	62	413
FORECAST			
1986/87	360	63	423
1987/88	369	65	434
1988/89	378	67	445
1989/90	388	68	457
1990/91	398	70	468
1991/92	408	72	480
1992/93	419	74	492
1993/94	429	76	505
1994/95	440	78	518
1995/96	451	80	531
1996/97	463	82	545
1997/98	475	84	558
1998/99	487	86	573
99/2000	499	88	587
2000/01	512	90	602

2.5 Street Lights

The sales to this customer classification include energy sold to: street lights owned by NB Power and the two municipal utilities, customer-owned facilities, off street dusk-to-dawn lights and other services such as railway crossing signals. The energy sales to this classification are just over one half of one percent of the total in-province supply.

In the seventies the street lights energy requirements grew rapidly. The rate of increase was 8.8% per year between the fiscal years 1971/72 and 1979/80. The growth rate since the fiscal year 1979/80 has been 2.3 percent per year. This decline in the rate of growth in sales to street light customers reflects, (i) slower rate of household construction, (ii) development of low wattage high efficiency lighting, (iii) financial restraints by municipal governments and (iv) development of residential areas, outside municipalities, not serviced by street lights.

The potential for application of more energy efficient street lights is large and expected to be realized gradually as existing lights need replacement. This will continue to offset some of the new growth in street lighting requirements.

The forecast growth rate of 2% per year is in line with experience over the past five years. The forecast of total sales to all New Brunswick's Street Light customers and its NB Power and Wholesale components are given in Table 2.5.

TABLE 2.5

HISTORY AND FORECAST OF
STREET LIGHT SALES (GW.h)

FISCAL YEAR	NB POWER	WHOLESALE	TOTAL SALES NEW BRUNSWICK
ACTUAL			
1971/72	25	11	36
1972/73	27	12	39
1973/74	30	12	42
1974/75	35	11	46
1975/76	39	11	50
1976/77	42	11	53
1977/78	44	12	56
1978/79	47	10	57
1979/80	49	10	59
1980/81	50	11	61
1981/82	51	12	63
1982/83	52	12	64
1983/84	53	12	65
1984/85	55	12	67
1985/86	56	12	68
FORECAST			
1986/87	57	13	69
1987/88	58	13	71
1988/89	59	13	72
1989/90	60	13	73
1990/91	61	14	75
1991/92	63	14	76
1992/93	64	14	78
1993/94	65	14	80
1994/95	66	15	81
1995/96	68	15	83
1996/97	69	15	84
1997/98	71	16	86
1998/99	72	16	88
99/2000	73	16	90
2000/01	75	17	91

2.6 Wholesale (for Resale)

A portion of the residential, general service, industrial distribution and street lights energy is not sold directly by NB Power to the customers but through the two municipal utilities in Saint John and Edmundston. These utilities purchase electricity from NB Power at transmission voltages and distribute it to the ultimate consumers.

The Wholesale energy is forecast by allocating the total New Brunswick sales, for each of the four customer classifications identified above, to NB Power and Wholesale portions on the basis of historical data. The related distribution losses are added to obtain a forecast of total Wholesale Transmission energy requirements.

The Wholesale energy forecast is for a compound average annual growth rate of 3.0 percent over the next fifteen years. Forecast results are given in Table 2.6.

TABLE 2.6

HISTORY AND FORECAST OF SALES
TO WHOLESALE CUSTOMERS (GW.h)

FISCAL YEAR	RESIDENTIAL	GENERAL SERVICE	INDUSTRIAL DISTRIBUTION	STREET LIGHTS	TOTAL SALES
HISTORY					
1971/72	150	167	36	11	373
1972/73	162	181	42	12	408
1973/74	179	200	46	12	450
1974/75	203	222	51	11	499
1975/76	243	252	57	11	562
1976/77	275	274	62	11	615
1977/78	278	282	64	12	633
1978/79	256	275	58	10	609
1979/80	254	288	58	10	624
1980/81	255	296	58	11	644
1981/82	263	306	60	12	659
1982/83	278	323	58	12	686
1983/84	308	341	60	12	744
1984/85	342	350	61	12	784
1985/86	382	361	62	12	846
FORECAST					
1986/87	395	375	63	13	871
1987/88	414	389	65	13	906
1988/89	431	403	67	13	941
1989/90	447	418	68	13	974
1990/91	463	433	70	14	1008
1991/92	478	448	72	14	1041
1992/93	492	463	74	14	1073
1993/94	504	478	76	14	1103
1994/95	516	494	78	15	1134
1995/96	527	510	80	15	1164
1996/97	537	526	82	15	1193
1997/98	546	542	84	16	1222
1998/99	555	559	86	16	1251
99/2000	564	576	88	16	1280
2000/01	572	593	90	17	1308

* Total includes distribution losses incurred by municipal utilities.

2.7 Industrial Transmission

The classification has about forty large industrial customers each with its individual substation and supplied electrical energy at transmission voltages (69 KV, 138 KV and 230 KV). The customers, ranging in size from nearly one to one hundred megawatts, fall into five main industrial groups; wood processing, mining, chemical (including petroleum refining) food and other. These large industrial customers are mostly exporters of products derived from natural resources and their energy requirements tend to reflect global economic conditions. There are three types of sales (loads) in this classification: (a) Firm, (b) Interruptible, and (c) Contract.

(a) Firm Sales:

The requirements of large industrial customers related to the amount of power contracted and reserved by the customer are defined as firm sales. Firm sales account for over 90% of the sales to this classification and have grown at 4.9% per year between the fiscal years 1971/72 and 1985/86.

The forecast of firm sales involves, (i) an analysis of each individual customer needs in the short term (three years) and (ii) an analysis of the long term load growth prospects.

Electrical requirements of individual customers in the short term are established by (i) reviewing the existing contractual agreement of peak load

reserved by the customer, (ii) analysis of historical load patterns, (iii) customer expectations obtained through contacts with management/technical experts at customer location and (iv) impact of economic trends on the demand for customers' products. Individual customer data is not included in this report.

The long term (years four to fifteen) load growth potential is based on economic, technological, resource availability and product demand considerations. As it is difficult to forecast the timing of new loads in the distant future, the load growth potential for each of the four industry groups is translated into an annual rate of growth.

Wood processing (mainly pulp and paper) industry, which represents almost three quarters of the total firm energy sales, is forecast to grow at 1.7% per year from the fiscal year 1987/88 to 2000/01 (see Appendix D for details). Mining industry, accounting for some 17% of the total firm energy, is forecast to grow at 2.8% per year in the long term (Appendix E). The growth for chemical industry groups is based mainly on economic growth potential and is forecast at 1.5% per year. The growth for food and other industry group is forecast at 2.5% per year and is based on economic growth potential and the effect of new technologies such as heat pumps. (9)

All electric utilities frequently face requests for electrical services arising from unforeseen developments in existing or new industry. Potential load related to unforeseen developments over the forecast period is

---

(9) Industrial Heat Pump Seminar, Fredericton, N.B., May, 1985.

included at 6 MW/year for the years four through fifteen, amounting to a little less than one percent (1%) annual increase.

The total increase in firm load forecast amounts to 16.7 MW/year over the forecast period. This compares to the 19.6 MW/year experienced in the past fourteen years. Forecast results by industry group are shown in Table 2.7. The forecast increase of 3.4% per year in firm industrial transmission sales is also supported by an analysis of sources of growth in industrial power sales.(10)

(b) Contract Sales:

Contract load is based on a single customer; a co-generation facility for the sale of steam and electricity from NB Power's Courtenay Bay No. 2 unit in Saint John.

(c) Interruptible Sales:

Interruptible power can be purchased by Industrial Transmission customers as a replacement for their own generating capacity. The forecast of 260 GW.h/year is in line with current trends and expectations.

The total industrial transmission energy, including firm, contract and interruptible sales, is forecast to increase at an average annual rate of 3.1% per year (Table 2.8). This forecast increase includes the recovery of sales lost due to strike and market related shutdowns in the most recent fiscal year 1985/86.

---

(10) Sources of Growth in Industrial Power Sales (April 1986), Strategic Development, NB Power.

TABLE 2.7

FIRM TRANSMISSION FORECAST BY INDUSTRY TYPE

FISCAL YEAR ENDING MARCH 31

INDUSTRY\YEAR:	1987	1988	1989	1990	1991	...	1996	...	2001
Wood Proc.:									
Peak load(MW)	386.1	386.1	389.6	398.7	407.7		442.7		477.7
Load Factor(%)	84.8	87.2	88.0	88.0	88.0		88.0		88.0
Energy(GW.h)	2868.1	2948.5	3004.5	3073.5	3142.5		3412.5		3682.5
Mining:									
Peak load(MW)	101.2	105.2	106.2	108.8	112.2		129.2		146.2
Load Factor(%)	71.9	72.0	73.5	74.0	74.0		74.0		74.0
Energy(GW.h)	637.3	663.6	683.5	705.5	727.5		837.5		947.5
Chemical:									
Peak load(MW)	39.9	40.1	40.1	40.7	41.3		44.5		47.9
Load Factor(%)	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0		74.0		74.0
Energy(GW.h)	258.7	259.8	259.8	263.8	267.8		288.5		310.8
Food/Other:									
Peak load(MW)	27.4	27.9	27.9	28.6	29.3		33.2		37.5
Load Factor(%)	42.8	43.2	43.5	43.5	43.5		43.5		43.5
Energy(GW.h)	102.7	105.7	106.2	109.0	111.7		126.4		143.0
Sub Total:									
Peak load(MW)	554.6	559.3	563.8	576.8	590.5		649.5		709.3
Load Factor(%)	79.6	81.2	82.1	82.2	82.2		82.0		81.8
Energy(GW.h)	3866.8	3977.6	4054.1	4151.8	4249.5		4664.9		5083.8
All. for Dev.:									
Peak load(MW)				6.0	12.0		42.0		72.0
Load Factor(%)				80.0	80.0		80.0		80.0
Energy(GW.h)				42.0	84.1		294.3		504.6
Total:									
Peak load(MW)	554.6	559.3	563.8	582.8	602.5		691.5		781.3
Load Factor(%)	79.6	81.2	82.1	82.1	82.1		81.9		81.6
Energy(GW.h)	3866.8	3977.6	4054.1	4193.9	4333.6		4959.2		5588.4

TABLE 2.8

HISTORY AND FORECAST OF
INDUSTRIAL TRANSMISSION SALES (GW.h)

FISCAL YEAR	FIRM SALES	CONTRACT	INTERRUP -TIBLE	TOTAL SALES
HISTORY				
1971/72	1752	382	42	2176
1972/73	2005	388	61	2454
1973/74	2089	331	89	2509
1974/75	2232	320	99	2651
1975/76	2254	53	74	2381
1976/77	2666	75	116	2857
1977/78	2758	80	140	2978
1978/79	2872	68	168	3108
1979/80	2630	25	198	2853
1980/81	2933	75	293	3301
1981/82	2957	62	229	3248
1982/83	2517	46	233	2796
1983/84	3221	66	283	3570
1984/85	3596	70	277	3943
1985/86	3385	72	280	3737
FORECAST				
1986/87	3867	73	260	4200
1987/88	3978	73	260	4311
1988/89	4054	73	260	4387
1989/90	4194	73	260	4527
1990/91	4334	73	260	4667
1991/92	4458	73	260	4791
1992/93	4583	73	260	4916
1993/94	4709	73	260	5042
1994/95	4834	73	260	5167
1995/96	4959	73	260	5292
1996/97	5085	73	260	5418
1997/98	5210	73	260	5543
1998/99	5336	73	260	5669
99/2000	5462	73	260	5795
2000/01	5588	73	260	5921

FORECAST RESULTS

FORECAST RESULTS

3.1 General

The total in-province energy requirements (System Net) if arrived at by summing the sales to each of the six customer classifications and the line losses. Line losses represent the losses related to transmission and distribution of energy and are based on estimates prepared by NB Power's System Planning personnel.

In order for the load forecast to be used effectively in the overall utility planning process it is necessary to know the monthly energy consumption pattern. Annual forecast of each customer classification is allocated into months based on historical patterns and the nature of forecast growth. Monthly energy forecast is outlined in Section 3.3.

The timing of new facilities depends to a large degree on the forecast of peak hourly demand on the system and its components. The most significant factor in the determination of the peak demand is the corresponding load factor. Forecast of load factors and peak hourly demand is outlined in Section 3.4.

3.2 Annual Forecast

Table 3.1 shows the history and forecast of the six cutomer classifications, the line losses, the System Net energy, the peak hour demand

TABLE 3.1

ANNUAL ENERGY, PEAK DEMAND AND LOAD FACTOR FORECAST

	IN PROVINCE ENERGY SUPPLY (GWH)									
FISCAL YEAR	RESI-DENTIAL	GEN. SERVICE	STREET LIGHTS	IND. DIST.	IND. TRANS.	WHOLE-SALE	LOSSES	SYSTEM NET	HORLY PEAK DEM. (MW)	ANNUAL LOAD FACTOR(%)
HISTORY										
1971/72	785	540	25	189	2176	373	315	4403	736	68.3
1972/73	911	618	27	199	2454	408	391	5008	827	69.1
1973/74	1072	695	30	205	2509	450	515	5476	944	66.2
1974/75	1284	775	35	217	2651	499	682	6143	1027	68.3
1975/76	1554	872	39	238	2381	562	743	6389	1100	66.3
1976/77	1809	935	42	251	2857	615	754	7263	1316	63.0
1977/78	1905	984	44	255	2978	633	745	7544	1320	65.2
1978/79	2010	1072	47	283	3108	609	783	7912	1430	63.2
1979/80	1975	1118	49	306	2853	624	698	7623	1404	62.0
1980/81	2057	1165	50	321	3301	644	722	8260	1490	63.3
1981/82	2119	1169	51	293	3248	659	836	8375	1587	60.2
1982/83	2226	1184	52	283	2796	686	742	7969	1438	63.3
1983/84	2484	1227	53	311	3570	744	872	9261	1702	62.1
1984/85	2715	1283	55	337	3943	784	886	10003	1834	62.3
1985/86	2981	1347	56	351	3737	846	936	10255	2001	58.5
FORECAST										
1986/87	3104	1401	57	360	4201	871	916	10911	2071	60.1
1987/88	3251	1453	59	369	4312	906	952	11302	2141	60.3
1988/89	3382	1506	60	378	4388	941	984	11639	2205	60.3
1989/90	3506	1560	61	388	4528	974	1019	12036	2283	60.2
1990/91	3632	1615	62	398	4668	1008	1055	12438	2363	60.1
1991/92	3751	1671	63	408	4792	1041	1088	12815	2438	60.0
1992/93	3861	1728	65	419	4917	1073	1121	13184	2511	59.9
1993/94	3960	1785	66	429	5043	1103	1152	13538	2580	59.9
1994/95	4050	1844	67	440	5168	1134	1183	13886	2648	59.9
1995/96	4134	1903	68	451	5293	1164	1212	14225	2714	59.8
1996/97	4211	1963	69	463	5419	1193	1241	14560	2776	59.9
1997/98	4284	2025	71	475	5544	1222	1270	14890	2839	59.9
1998/99	4355	2087	72	487	5670	1251	1298	15220	2902	59.9
99/2000	4424	2149	73	499	5796	1280	1326	15548	2963	59.9
2000/01	4490	2214	75	512	5922	1308	1354	15875	3025	59.9
ANNUAL GROWTH RATE (% / YR.)										
1972-1986	10.00	6.74	5.96	4.53	3.94	6.02	8.09	6.23	7.41	-1.10
1986-2001	2.77	3.37	1.92	2.54	3.12	2.95	2.49	2.96	2.79	0.16

and the annual load factor. History and forecast of System Net energy and peak hour demand are also shown in Figures 3.1 and 3.2.

Table 3.2 shows the sales to each customer classification in the fiscal year 1985/86, the forecast growth and the sales by the year ending March 31, 2001. Figure 3.3 shows the changes in proportion of sales for major customer classfications.

TABLE 3.2

FORECAST GROWTH SUMMARY

	RESI-DENTIAL	GEN. SERVICE	STREET LIGHTS	IND. DIST.	IND. TRANS.	WHOLE-SALE	LOSSES	SYSTEM NET
1985/86 SALES(GW.h)	2981	1347	56	351	3737	846	936	10255
% OF SYSTEM NET	29.1	13.1	0.5	3.4	36.4	8.3	9.1	100.0
GROWTH BY 2000/01	1509	867	19	161	2185	462	418	5620
% OF SYSTEM NET GROWTH	26.9	15.4	0.3	2.9	38.9	8.2	7.4	100.0
2000/01 SALES(GW.h)	4490	2214	75	512	5922	1308	1354	15875
% OF SYSTEM NET	28.3	13.9	0.5	3.2	37.3	8.2	8.5	100.0
ANNUAL GROWTH(%/YR.)	2.8	3.4	2.0	2.5	3.1	2.9	2.5	3.0

FIGURE 3.1

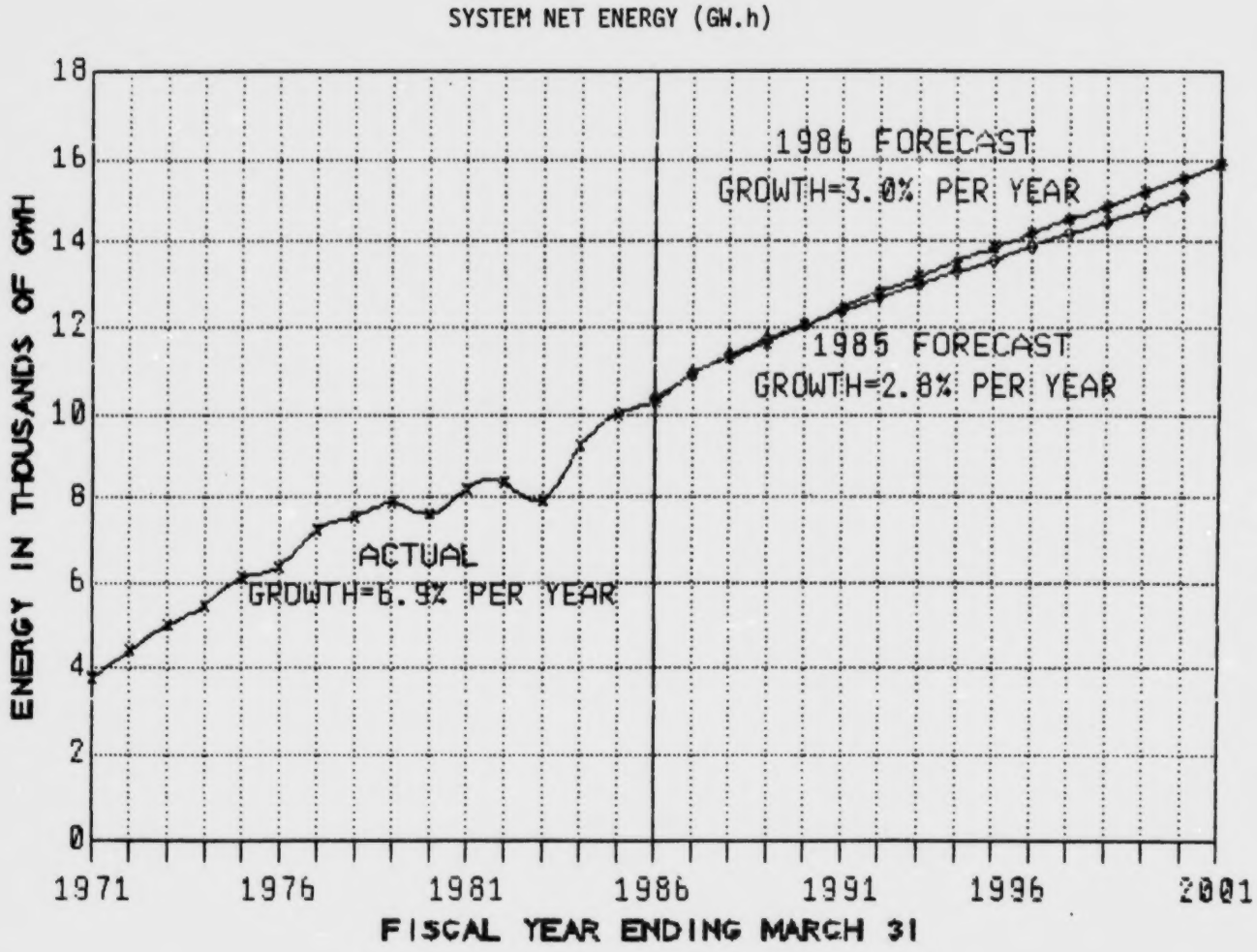

SYSTEM NET ENERGY (GW.h)
ENERGY IN THOUSANDS OF GWH
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001
FISCAL YEAR ENDING MARCH 31
1986 FORECAST
GROWTH=3.0% PER YEAR
1985 FORECAST
GROWTH=2.8% PER YEAR
ACTUAL
GROWTH=6.9% PER YEAR

FIGURE 3.2

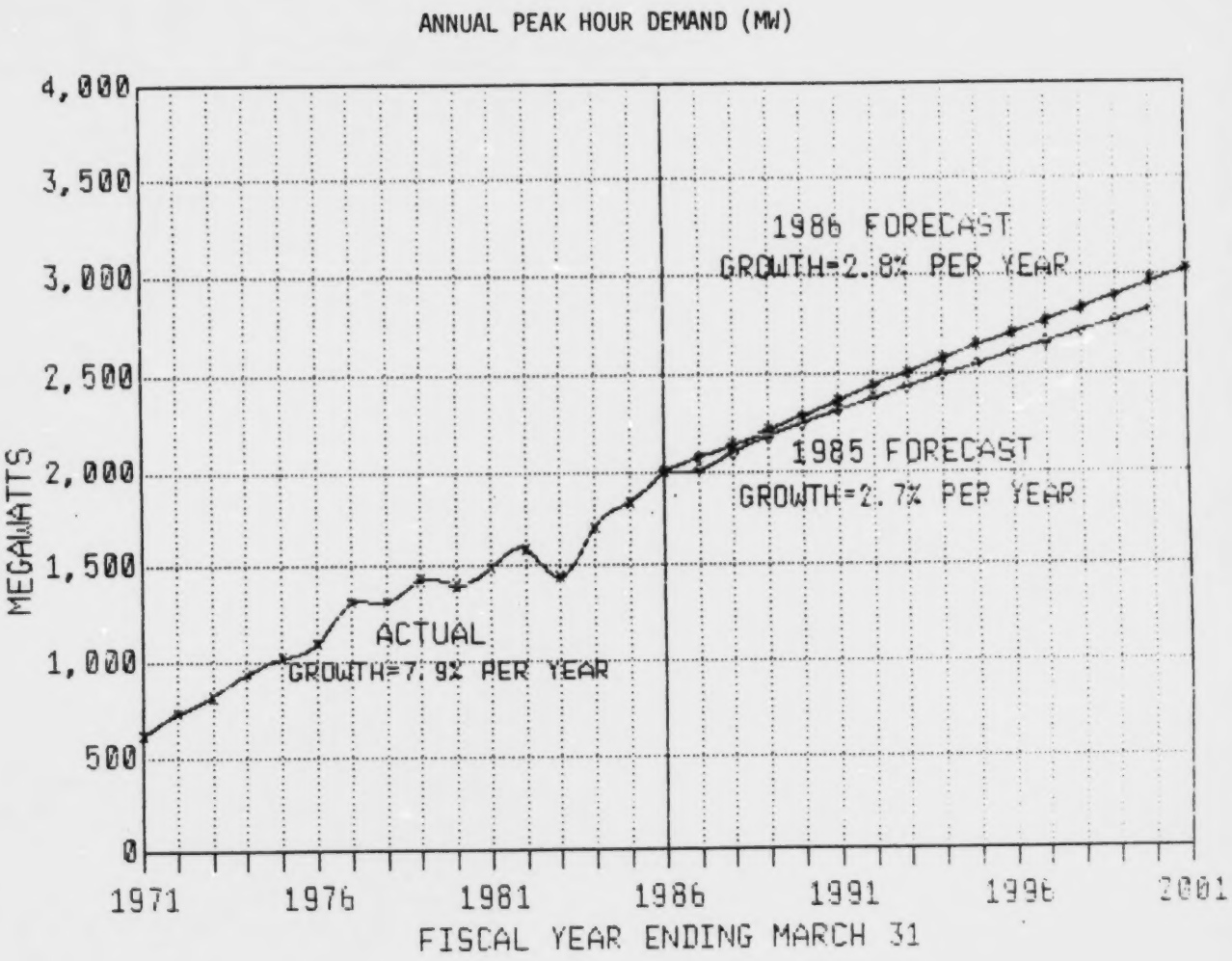
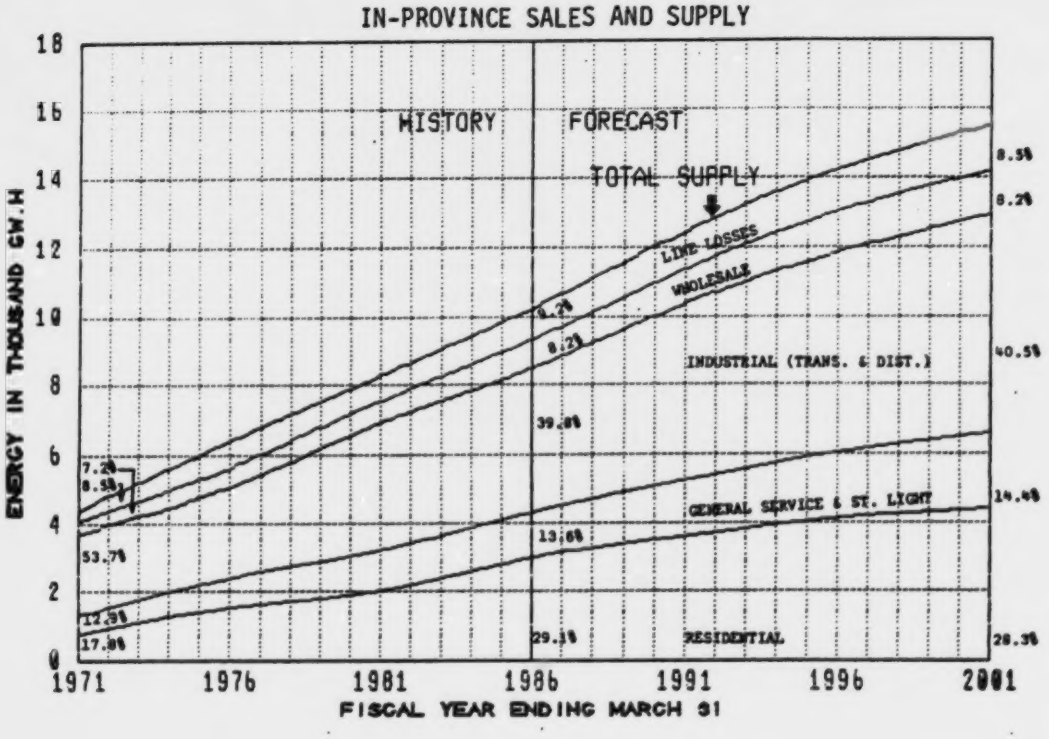

ANNUAL PEAK HOUR DEMAND (MW)
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
MEGAWATTS
1986 FORECAST
GROWTH=2.8% PER YEAR
1985 FORECAST
GROWTH=2.7% PER YEAR
ACTUAL
GROWTH=7.9% PER YEAR
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001
FISCAL YEAR ENDING MARCH 31

FIGURE 3.3


IN-PROVINCE SALES AND SUPPLY
HISTORY
FORECAST
TOTAL SUPPLY
LINE LOSSES
WHOLESALE
INDUSTRIAL (TRANS. & DIST.)
GENERAL SERVICE & ST. LIGHT
RESIDENTIAL
8.5%
8.2%
40.5%
14.4%
28.3%
39.8%
13.6%
29.1%
53.7%
12.9%
17.9%
ENERGY IN THOUSAND GW.H
FISCAL YEAR ENDING MARCH 31
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001

3.3 Monthly Energy Forecast

Residential monthly forecast is based on weather adjusted historical data for sales in the most recent fiscal year and allocation of the forecast energy growth to its space heating and other components. Energy growth related to forecast additional electric space heating in a given year is allocated into heating months on the basis of customer consumption analysis. Non-space heating energy growth is allocated uniformly throughout the twelve months.

Historical weather adjusted sales to the general service and the sales to street lights classification show a stable pattern. The annual forecast for these two classifications has been allocated over twelve months on the basis of past trends.

Some 40% of the wholesale energy is related to residential customers and therefore sensitive to space heating additions. Residential part of the wholesale energy is thus allocated in the same manner as NB Power Residential sales while the remaining increase has been spread uniformly over the year.

Industrial Distribution and Transmission energy has been allocated on the basis of past patterns. However data considered abnormal due to unusual conditions, e.g. strike or economy related shutdowns, was excluded in determining historical pattern.

The monthly distribution sales, which are made up of Residential, General Service, Street Lights and Industrial Distribution, were adjusted upwards for the distribution losses to determine total energy supply to these customers. The adjustment was made on the basis of five year historical average supply to sales ratio for each month.

Total monthly in-province energy (Table 3.3) includes distribution supply, industrial and wholesale transmission energy and a provision for transmission losses.

TABLE 3.3

SYSTEM NET MONTHLY ENERGY(GWH)

YR.\MO.	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1985/86	833	786	684	656	697	692	809	893	1054	1122	1026	1003	10255
1986/87	890	820	729	733	747	759	864	941	1114	1187	1079	1047	10911
1987/88	936	858	762	750	764	778	892	972	1157	1229	1118	1087	11302
1988/89	968	882	780	766	780	797	919	1001	1198	1268	1155	1125	11639
1989/90	1004	910	804	788	802	821	951	1036	1243	1312	1197	1169	12036
1990/91	1040	939	828	810	824	846	983	1071	1289	1356	1239	1212	12438
1991/92	1074	965	850	831	844	869	1014	1103	1332	1399	1280	1254	12815
1992/93	1108	992	872	851	865	891	1044	1135	1374	1439	1318	1294	13184
1993/94	1140	1017	893	872	885	913	1072	1166	1415	1478	1355	1332	13538
1994/95	1171	1042	914	892	905	935	1100	1196	1454	1516	1391	1369	13886
1995/96	1202	1067	935	912	925	957	1127	1225	1491	1553	1426	1406	14225
1996/97	1232	1091	956	932	945	978	1154	1254	1529	1588	1460	1441	14560
1997/98	1261	1116	977	952	964	999	1181	1283	1565	1623	1494	1476	14890
1998/99	1291	1140	998	972	984	1021	1207	1311	1601	1659	1527	1510	15220
99/2000	1320	1164	1019	992	1005	1042	1234	1339	1637	1693	1560	1544	15548
2000/01	1349	1188	1040	1013	1025	1064	1260	1367	1672	1728	1593	1578	15875

3.4 Monthly Peak Hour Demand

Monthly load factors over the past five years were examined for the energy supplied at distribution voltages and for the sales to the Wholesale classification customers at transmission voltages. No specific trend could be established in either set of load factors. Most fluctuations were found to be weather related. Averages of the last five years load factors were used as the basis for non-coincident peak demand related to Distribution and Wholesale energy.

Load factors for energy supplied to industrial customers at transmission voltages are based on an analysis and projection of each individual customer's requirements for the first three years of the forecast. From years four to fifteen the load factor is projected for each of the four main industrial groups. The provision for unforeseen industrial development was included at 80% annual load factor. This formed the basis of non-coincident industrial peak demand given in Table 2.7. In addition a provision of 12 MW for contract load and 30 MW for interruptible load has been added to the peak demand forecast.

The total non-coincident peak demand obtained by adding variable and industrial components is adjusted for diversity and then translated to peak hour demand. Both of these adjustments are based on historical relationships. Table 3.4 gives the resulting forecast of system peak hourly demand.

TABLE 3.4

SYSTEM NET MONTHLY PEAK HOURLY DEMAND (MW)

YR.\MO.	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	MAX.
1985/86	1496	1389	1252	1216	1193	1254	1405	1674	1881	2001	1919	1825	2001
1986/87	1653	1566	1404	1336	1346	1399	1567	1735	1982	2071	2033	1851	2071
1987/88	1733	1631	1458	1373	1372	1431	1617	1788	2057	2141	2105	1920	2141
1988/89	1786	1670	1487	1398	1396	1461	1663	1838	2128	2205	2171	1984	2205
1989/90	1852	1723	1531	1437	1435	1505	1723	1902	2211	2283	2251	2061	2283
1990/91	1920	1777	1575	1477	1474	1550	1784	1967	2295	2363	2332	2139	2363
1991/92	1983	1827	1616	1514	1510	1592	1841	2027	2375	2438	2409	2213	2438
1992/93	2045	1877	1657	1551	1547	1634	1897	2087	2453	2511	2484	2285	2511
1993/94	2104	1925	1697	1588	1583	1674	1951	2144	2528	2580	2554	2354	2580
1994/95	2162	1972	1737	1624	1618	1715	2003	2200	2600	2648	2624	2421	2648
1995/96	2219	2019	1776	1661	1654	1754	2055	2255	2670	2714	2690	2485	2714
1996/97	2273	2063	1814	1696	1689	1793	2104	2307	2737	2776	2754	2547	2776
1997/98	2327	2108	1853	1733	1725	1832	2153	2360	2805	2839	2818	2609	2839
1998/99	2381	2153	1892	1769	1760	1871	2203	2412	2871	2902	2882	2670	2902
99/2000	2435	2198	1931	1806	1796	1911	2252	2464	2936	2963	2944	2731	2963
2000/01	2488	2243	1970	1843	1833	1950	2301	2516	3001	3025	3007	2791	3025

FORECAST UNCERTAINTY

FORECAST UNCERTAINTY

4.0 General

It is almost certain that the actual electrical requirements over the next fifteen years will differ from the reference case forecast level. Two key sources of forecast uncertainty are (i) the errors in the estimates of future values of variables which affect the demand for electrical services (population for example) and (ii) errors in the estimates of the future impact of the variables on the electrical requirements. The degree of uncertainty is expected to be higher in the later years of the forecast.

4.1 Key Uncertainty Factors

Factors which could significantly affect this load forecast and the related assumptions are:

	Reference Forecast Assumption	Alternate Scenarios
World Oil Prices	Gradual increase to (U.S.) $30/bbl by the year 2000.	Remain at current level of (U.S.) $10-15/bbl or quick recovery to U.S. $30/bbl.
Natural Gas	Not available until the year 2000.	Available in 1994.
Economic Growth	2% average annual growth rate.	1% or 3% average annual growth rates.
Population Growth	Average annual increase of 4000	±2000 people per year.

The general implications of alternate scenarios are outlined below and are followed by estimates of their impact on the load forecast in Table 4.1.

World Oil Prices: The reference case forecast is based on the premise that the recent sharp decline in the world oil prices will be gradually reversed. However, it is possible that the world oil prices could stay at the current "low" levels (U.S. $10-15/bbl) or quickly revert to a higher price (around U.S. $30/bbl.). The fluctuations in oil prices are expected to directly impact mainly the electric space heating market and to some extent the application of emerging electrotechnologies in the industrial sector.

Natural Gas: The reference case forecast assumes that natural gas will not impact electrical loads over the next fifteen years. However, it is possible, though considered unlikely, that natural gas may become available in some parts of New Brunswick by 1994. The calculations in this analysis allow for natural gas to impact the new space heating loads in one half of the province.

Economic Growth: Demand for electricity using services is linked to the level of economic activity in the province. The economic activity as measured by the real domestic provincial product (R.D.P.P.) is an input into the forecast. The level of economic activity is affected by many provincial, national and international developments. Fluctuations in the world price of oil is one situation which could significantly impact the economic growth in New Brunswick. Economic growth levels of $\pm 1\%$ per year above and below the reference case have been considered in this uncertainty analysis.

Popluation Growth: The population projection used for the reference case forecast assumes zero net migration over the forecast period. Analysis of past data suggests that shifts in migration levels can lead to population fluctuations of ±2000 people in any year.

TABLE 4.1

DEVIATION FROM REFERENCE CASE FORECAST FOR YEAR 2001

	Effect on Energy Supply		Effect on Peak Demand	
	G.W.h	ANNUAL GROWTH RATE (%)	MW	ANNUAL GROWTH RATE (%)
Oil Prices	+ 407	+0.17	+147	+0.33
	- 999	-0.44	-295	-0.70
Natural Gas	-290	-0.12	- 85	-0.2
Economic Growth	+1077	+0.45	+211	+0.45
	-1025	-0.45	-198	-0.45
Population Growth	±347	±0.15	±120	±0.27

4.2 Alternate Scenarios

The scenarios which consider weaker and stronger growth than the reference case forecast are included here (Table 4.2, Figures 4.1 and 4.2). The alternate forecasts are based on future load increases which are 1% per year below or above the reference case forecast. These alternate forecasts reflect the range expected as a result of concurrent occurrence of key events which could lead to either increases or decreases from the reference case forecast.

TABLE 4.2

FORECAST RANGE

FISCAL YEAR	SYSTEM NET ENERGY			PEAK HOUR DEMAND		
	WEAKER GROWTH	REFERENCE CASE	STRONGER GROWTH	WEAKER GROWTH	REFERENCE CASE	STRONGER GROWTH
1985/86 (Actual)	10255	10255	10255	2001	2001	2001
1986/87	10808	10911	11014	2051	2071	2071
1986/87	11088	11302	11519	2100	2141	2182
1986/87	11307	11639	11977	2142	2205	2270
1986/87	11580	12036	12506	2196	2283	2372
1986/87	11851	12438	13048	2251	2363	2479
1986/87	12092	12815	13574	2300	2438	2583
1986/87	12319	13184	14100	2346	2511	2686
1986/87	12527	13538	14620	2387	2580	2787
1986/87	12723	13886	15142	2426	2648	2888
1986/87	12907	14225	15664	2462	2714	2989
1986/87	13081	14560	16188	2493	2776	3087
1986/87	13248	14890	16818	2525	2839	3188
1986/87	13409	15220	17256	2556	29092	3290
99/2000	13563	15548	17800	2584	2963	3393
2000/01	13713	15875	18352	2612	3025	3497

FIGURE 4.1

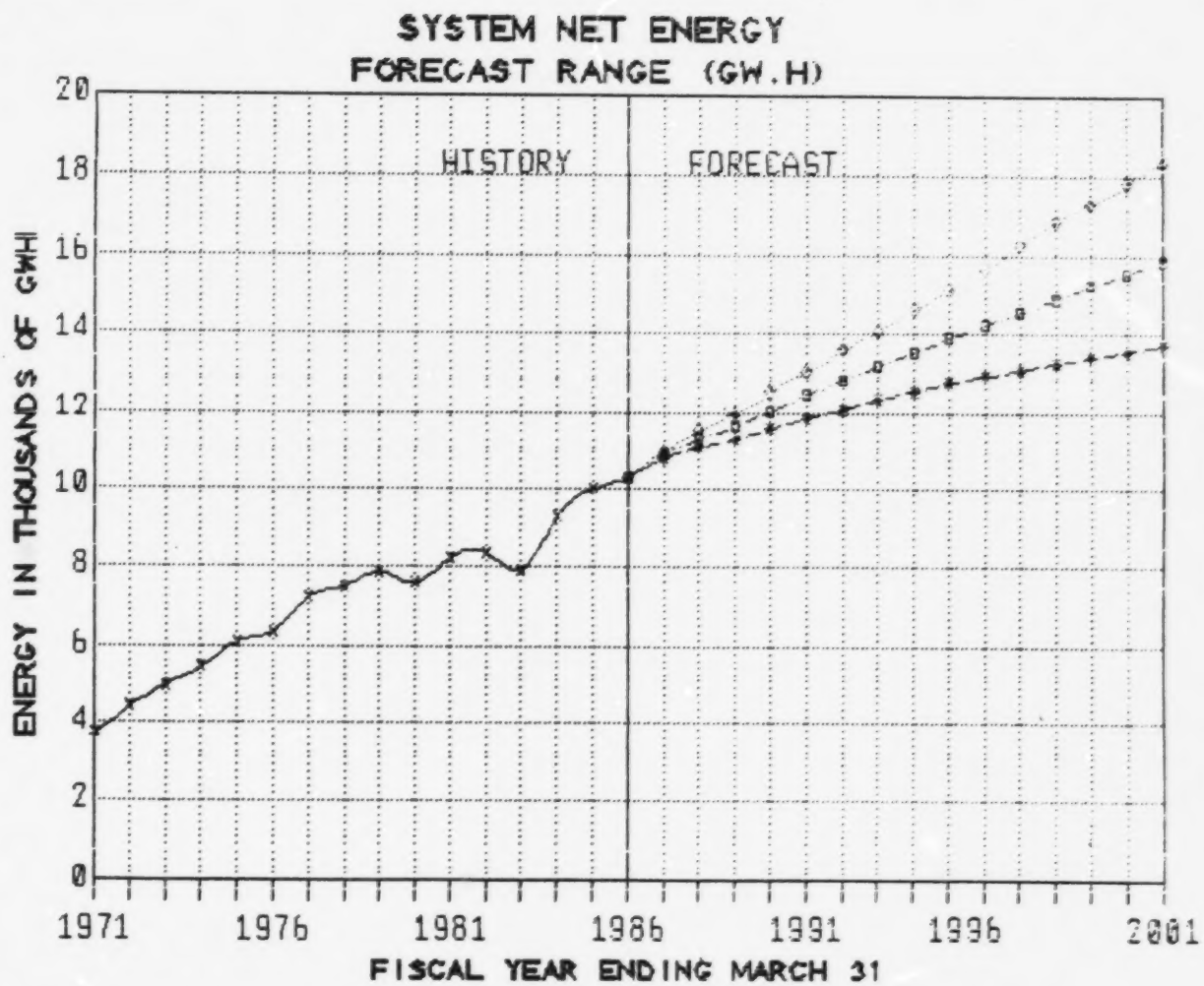
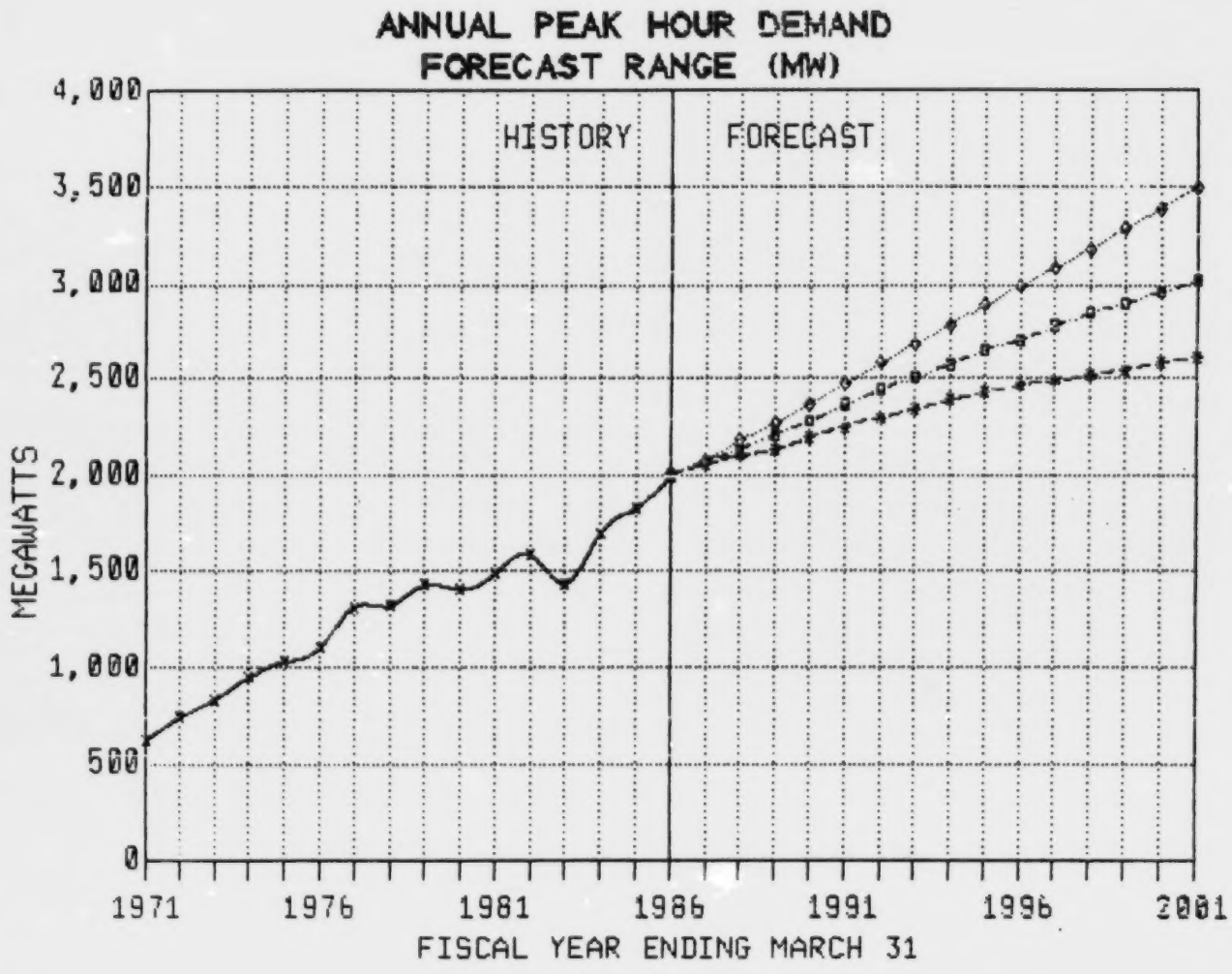

SYSTEM NET ENERGY
FORECAST RANGE (GW.H)
HISTORY
FORECAST
ENERGY IN THOUSANDS OF GWH
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001
FISCAL YEAR ENDING MARCH 31

FIGURE 4.2


ANNUAL PEAK HOUR DEMAND
FORECAST RANGE (MW)
HISTORY
FORECAST
MEGAWATTS
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001
FISCAL YEAR ENDING MARCH 31

EXTERNAL MARKET POTENTIAL

EXTERNAL MARKET POTENTIAL

5.1 History:

Sales of power and energy into markets outside of NB Power's service area have been steadily increasing over the last one and one half decades. These external sales, made possible by NB Power's extensive interconnections, are made to neighboring power systems in both Canada and the United States.

Two dominant factors that have permitted the increasing external sales are the summer/winter demand diversity of NB Power's native load and the availability of surplus energy from Hydro Quebec. NB Power has energy for sales from capacity that is required to meet winter demand but is surplus during off peak periods; economical energy from Hydro Quebec has allowed NB Power to meet a portion of its own load with this source freeing up generation in NB Power's system for sales outside New Brunswick.

The historical pattern of external sales, although increasing, has not been consistent. Sales into these external markets is dependant not only upon the surplus resources available from NB Power but also upon the requirements of the external markets. A significant increase in external sales occurred in 1976/77 when Maine Electric Power Company began participating in the Coleson Cove Generating units. Again in 1983/84 when PT. Lepreau I participation sales to various New England utilities began, external sales nearly doubled from the 1982/83 level. The Coleson Cove sale was made into a market requiring capacity as well as reasonably priced energy for base

and intermediate loading. Entitlements from Pt. Lepreau were sold into markets initially requiring reasonably low cost energy to displace oil generation and later on both capacity and energy.

A history of sales made to external markets is given in Table 5.1.

5.2 Objectives:

The principle objective of NB Power in marketing energy outside New Brunswick is to maximize the benefits from sales of surplus capacity and energy under the terms of existing contracts as well as effecting new arrangements.

Increasing the level of firm or committed sales into external markets underlies the foregoing objective by ensuring energy quantities and revenue levels rather than relying on non-obligatory interruptible energy sales. The existing sale of 230 MW of entitlements in Pt. Lepreau, for example, both ensures level of revenue to NB Power and reduces NB Power's financial exposure to poor unit performance.

5.3 Future Contracted Sales:

In forecasting future levels of sales into the external markets it is necessary to consider four areas:

1. Existing commitments and contractual arrangements which extend to future years.

2. The projected level and nature of the external markets' requirements.

3. The quantity of surplus capacity and/or energy available in NB Power to meet the external markets' requirements.

4. The capacity of the interconnections with external markets.

Presently, NB Power sells 230 MW of power and associated energy from Point Lepreau. The term of this contracted sale continued to October 31, 1988 with three additional option years for the New England purchasers to extend the arrangement through October 31, 1991.

Power Purchase Agreements with each of Maritime Electric Company Ltd., Central Maine Power Company and Bangor Hydro Electric Company for a combined sale of 200 megawatts of power and associated energy continue in effect to October 31, 1991.

In February, 1982, NB Power completed the sale of a 10% equity interest in the number 2 generating unit at Dalhousie. Operating revenues from this 20 MW sale will continue to flow to NB Power for the life of the unit.

A capacity agreement for the sale of up to 10 MW of capacity to Eastern Maine Electric Cooperative, Inc. was signed in 1981 and will remain in effect until October 31, 1991.

The most recent agreement for the sale of 50 MW of capacity to Central Maine Power Company came into effect on December 1, 1985. This sale extends only to October 31, 1986 but does provide for two additional extension years.

5.4 Future Potential Sales

An increasing load growth in New England during this period when very little generation is being constructed in that area suggests a significant potential for sales of both capacity and energy from NB Power. This market may well permit NB Power to advance construction of new generation to the early 1990's and provide generation from alternate fuel sources, probably coal, for NB Power thus reducing further its dependance on soil.

The three principle utilities in Maine have indicated a combined requirement of up to 250 megawatts of additional capacity by 1991.

Since its interconnection with NB Power in 1977, Maritime Electric Co. Ltd. has increased its purchases from NB Power to where nearly all of its electrical requirements are now being met by NB Power sources. These continuing energy needs, presently 590 GWH annually, of Maritime Electric Co.

Ltd. combined with a requirement for additional capacity in the late 1980's provides NB Power with that potential market for both capacity and energy into the 1990's.

From the foregoing observations, NB Power projects sales opportunities to external markets in the early 1990's to be a minimum of 3 billion kilowatt-hours annually. Consideration will be given in future years to including such level of sales to external markets for planning of system generation requirements.

TABLE 5.1

HISTORY OF EXTERNAL MARKET SALES (GW.h)

FISCAL YEAR	PARTICIPATION SALES	FIRM SALES	INTERRUPTIBLE SALES	TOTAL SALES
Actual				
1970/71			350	350
1971/72		201	353	554
1972/73		208	879	1087
1973/74		262	1346	1608
1974/75		313	1014	1327
1975/76		366	969	1335
1976/77	1595	192	1239	3026
1977/78	2523	0	913	3436
1978/79	1868	0	969	2837
1979/80	2577	0	1749	4326
1980/81	1860	0	1912	3772
1981/82	628 *	0	2025	2653
1982/83	821 *	0	2832	3653
1983/84	2551 *	0	3833	6384
1984/85	2491 *	0	3604	6095
1985/86	2190 *	6	5076	7272

* Including sales to MECL from its portion of Dalhousie no. 2.

APPENDIX TO

1986 LOAD FORECAST

APPENDIX A

NUMBER OF CUSTOMERS

Residential "end use" forecast model requires a forecast of the number of year-round customers (households) and the use per customer. Customer forecast methodology is discussed in this Appendix and use per customer is the subject of the next Appendix B.

The historical growth in NB Power year-round customers can be related to (i) growth in population and (ii) the number of people per household. Between the fiscal years 1971/72 and 1985/86 the population of New Brunswick has grown from 636,400 to 719,400 representing an average annual growth of 0.9%. During the same fourteen year period the number of year-round residential customers has increased from 163,068 to 240,190 or at an annual rate of 2.8% per year. The growth rate for the number of customers is more than three times the population growth rate. This reflects the effect of decline in number of people per household from 3.90 to 3.00 (see Table A1). Population and household size forecasts are discussed below.

Population

Future population is a function of three factors: births, deaths and migration. The accuracy of any population forecast is therefore dependent on the ability to forecast each of these factors.

TABLE A 1

POPULATION AND HOUSEHOLD HISTORY

FISCAL YEAR	(1) Population of New Brunswick	(2) Year-Round Customers	(1)/(2) Persons per Customer
HISTORY			
1971-72	636,400	163,068	3.90
1972-73	642,400	170,500	3.77
1973-74	649,300	179,163	3.62
1974-75	657,500	187,875	3.50
1975-76	669,200	194,749	3.44
1976-77	679,600	203,071	3.35
1977-78	685,800	209,272	3.28
1978-79	690,200	214,425	3.22
1979-80	693,800	218,319	3.18
1980-81	696,300	221,829	3.14
1981-82	698,300	224,325	3.11
1982-83	703,700	226,487	3.11
1983-84	709,200	231,333	3.07
1984-85	714,600	235,520	3.03
1985-86	719,400	240,190	3.00
FORECAST			
1986-87	725,100	244,159	2.97
1987-88	730,000	247,799	2.95
1988-89	734,800	251,081	2.93
1989-90	739,300	254,048	2.91
1990-91	743,600	257,071	2.89
1991-92	747,800	259,805	2.88
1992-93	751,700	262,372	2.87
1993-94	755,400	264,724	2.85
1994-95	758,900	266,951	2.84
1995-96	762,200	269,064	2.83
1996-97	765,300	271,093	2.82
1997-98	768,400	273,126	2.81
1998-99	771,500	275,210	2.80
99-2000	774,600	277,299	2.79
2000/01	777,700	279,393	2.78

Births are a function of fertility rates and the female population in the child bearing age. Fertility rate fluctuates with socio-economic conditions and is difficult to forecast. Number of deaths which depend on the mortality rate for each age group show a relatively stable trend and are more predictable. Migration patterns are generally linked to economic conditions and perhaps the most difficult component of a population forecast.

The uncertainty associated with fertility rates can be avoided for the purpose of forecasting households. This is done by basing future households forecast on population of age 15 and over, the population considered capable of forming households within the duration of this fifteen year forecast.

Mortality rates show a stable pattern and are relatively easy to forecast. The long term pattern for net migration is very difficult to forecast. A zero net migration assumption would minimize the overall forecast error and is therefore considered to be the best choice.

In 1982 NB Power prepared a forecast of total population and population over the age of fifteen based on the Statistics Canada projections of fertility and mortality rates and assuming zero net migration over the period. The actual population since then has been in line with the 1982 forecast.

Statistics Canada has also released (yet unpublished) a series of eighteen different population projections. We reviewed these projections and

FIGURE C.1

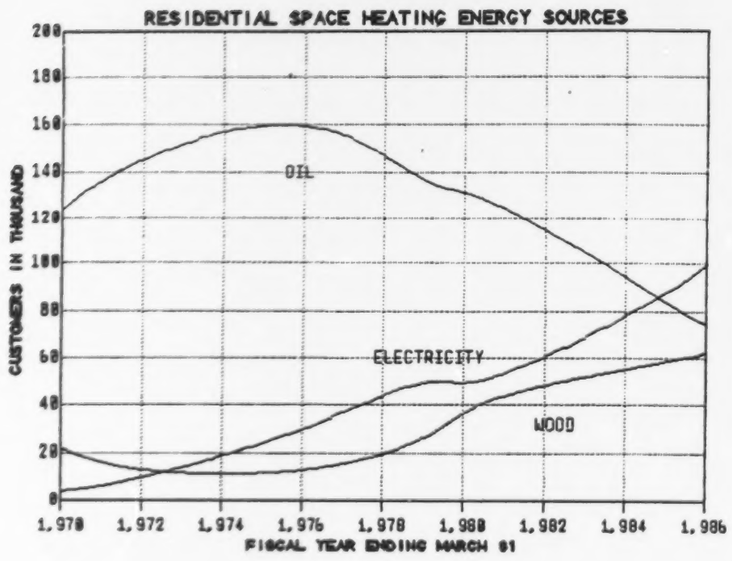
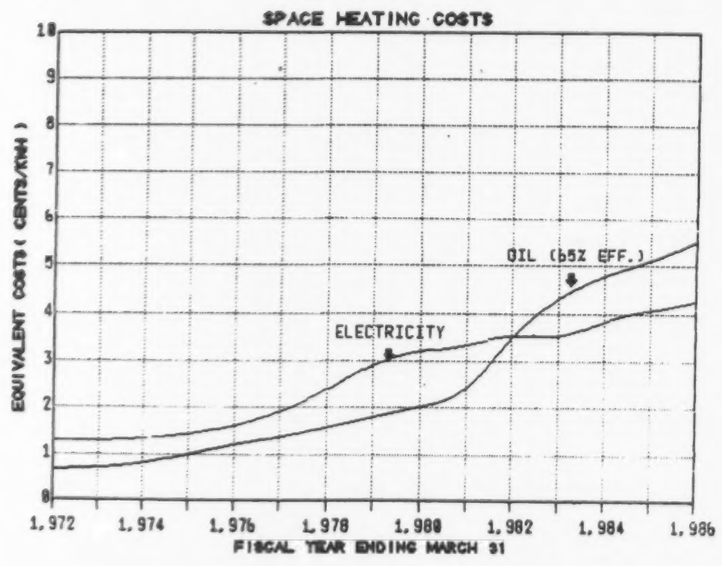


FIGURE C.2



heated homes to change to electric space heating over the next fifteen years. This represents an average annual rate of 3,000 per year and compares to 4,000 conversions per year (80% of total oil heated homes) estimated in the 1985 forecast.

TABLE C1

OIL TO ELECTRIC SPACE HEATING
CONVERSIONS FORECAST

	NUMBER OF CONVERSIONS	
FISCAL YEAR	1986 FORECAST	1985 FORECAST
1986/87	4500	7000
1987/88	4000	6000
1988/89	3700	5000
1989/90	3700	5000
1990/91	3700	4000
1991/92	3700	4000
1992/93	3500	4000
1993/94	3200	4000
1994/95	2900	3000
1995/96	2600	3000
1996/97	2300	3000
1997/98	2100	3000
1998/99	1900	3000
99/2000	1700	3000
2000/01	1500	3000
TOTAL	45,000	60,000

selected the best option to be the one with near zero interprovincial migration, low international in-migration and constant fertility rate. The choice is consistent with current trends, expectations and the criteria for minimizing the forecast error. Statistics Canada projection based on the above assumptions is somewhat lower than the estimated actual at this time. NB Power's 1982 population projection, which has been in line with actual experience for the past four years, is only slightly different from the selected Statistics Canada projection, and has therefore been used in this forecast (Table A2).

Household Size (Headship Rate)

Forecast of the number of customers is based on the headship rate (proportion of people of age 15 and over who are year-round customers) and population of age 15 and over. The growth in headship rate in early and mid seventies was not sustained in the late seventies and early eighties. The slower growth in headship rate in recent years reflects the relative stabilization in the family size at around 3 people per households. The forecast growth in headship rate is 0.11 per year from 1986 to 1991, 0.09 from 1991 to 1996 and 0.07 from 1996 to 2001. This compares to actual growth rate of 0.36 per year from 1975/76 to 1980/81 and 0.15 per year from 1980/81 to 1985/86. Table A3 gives the forecast of population aged 15 and over, headship rate and the number of households (year-round customers).

TABLE A2

POPULATION HISTORY AND FORECAST

FISCAL YEAR	Population of New Brunswick	Population Growth Rate	Population Age 15 And Over	Growth Rate Age 15 And Over
HISTORY				
1971-72	636,400		434,200	
1972-73	642,400	0.94%	442,800	1.98%
1973-74	649,300	1.07%	452,100	2.10%
1974-75	657,500	1.26%	462,200	2.23%
1975-76	669,200	1.78%	476,100	3.01%
1976-77	679,600	1.55%	487,600	2.42%
1977-78	685,800	0.91%	496,600	1.85%
1978-79	690,200	0.64%	505,100	1.71%
1979-80	693,800	0.52%	513,100	1.58%
1980-81	696,300	0.36%	519,400	1.23%
1981-82	698,300	0.29%	525,400	1.16%
1982-83	703,700	0.77%	532,900	1.43%
1983-84	709,200	0.78%	539,800	1.29%
1984-85	714,600	0.76%	546,400	1.22%
1985-86	719,400	0.67%	552,700	1.15%
FORECAST				
1986-87	725,100	0.79%	559,900	1.30%
1987-88	730,000	0.68%	566,300	1.14%
1988-89	734,800	0.66%	572,100	1.02%
1989-90	739,300	0.61%	577,400	0.93%
1990-91	743,600	0.58%	582,800	0.94%
1991-92	747,800	0.56%	587,800	0.86%
1992-93	751,700	0.52%	592,400	0.78%
1993-94	755,400	0.49%	596,500	0.69%
1994-95	758,900	0.46%	600,300	0.64%
1995-96	762,200	0.43%	604,100	0.63%
1996-97	765,300	0.41%	607,700	0.60%
1997-98	768,400	0.41%	611,300	0.59%
1998-99	771,500	0.40%	615,000	0.61%
99-2000	774,600	0.40%	618,700	0.60%
2000/01	777,700	0.40%	622,400	0.60%

TABLE A 3
YEAR-ROUND RESIDENTIAL CUSTOMERS

FISCAL YEAR	(1) POP. AGE 15 AND OVER	(2) HEADSHIP RATE	(1)*(2)/100 YEAR-ROUND CUSTOMERS
HISTORY			
1971-72	434,200	37.556	163,068
1972-73	442,800	38.505	170,500
1973-74	452,100	39.629	179,163
1974-75	462,200	40.648	187,875
1975-76	476,100	40.905	194,749
1976-77	487,600	41.647	203,071
1977-78	496,600	42.141	209,272
1978-79	505,100	42.452	214,425
1979-80	513,100	42.549	218,319
1980-81	519,400	42.709	221,829
1981-82	525,400	42.696	224,325
1982-83	532,900	42.501	226,487
1983-84	539,800	42.855	231,333
1984-85	546,400	43.104	235,520
1985-86	552,700	43.336	239,520
FORECAST			
1986-87	559,900	43.458	243,320
1987-88	566,300	43.758	247,799
1988-89	572,100	43.888	251,081
1989-90	577,400	43.999	254,048
1990-91	582,800	44.110	257,071
1991-92	587,800	44.200	259,805
1992-93	592,400	44.290	262,372
1993-94	596,500	44.380	264,724
1994-95	600,300	44.470	266,951
1995-96	604,100	44.540	269,064
1996-97	607,700	44.610	271,093
1997-98	611,300	44.680	273,126
1998-99	615,000	44.750	275,210
99-2000	618,700	44.820	277,299
2000/01	622,400	44.890	279,393

The seasonal customers who account for some 1% of residential energy sales are forecast to increase at a rate of 200 per year (somewhat below the historical average of 280 per year experienced since 1972). Year-round, seasonal and total residential customer history and forecast is given in Table A4.

TABLE A4

TOTAL RESIDENTIAL CUSTOMERS

FISCAL YEAR	(1) Year-Round Customers	(2) Seasonal Customers	(1)+(2) Total Res. Customers
HISTORY			
1971-72	163,068	11,500	174568
1972-73	170,500	11,800	182300
1973-74	179,163	12,100	191263
1974-75	187,875	12,500	200375
1975-76	194,749	12,800	207549
1976-77	203,071	13,500	216571
1977-78	209,272	13,800	223072
1978-79	214,425	14,000	228425
1979-80	218,319	14,400	232719
1980-81	221,829	14,835	236664
1981-82	224,325	14,462	238787
1982-83	226,487	15,170	241657
1983-84	231,333	15,170	246503
1984-85	235,520	15,370	250890
1985-86	240,190	15,570	255760
FORECAST			
1986-87	244,159	15,770	259929
1987-88	247,799	15,970	263769
1988-89	251,081	16,170	267251
1989-90	254,048	16,370	270418
1990-91	257,071	16,570	273641
1991-92	259,805	16,770	276575
1992-93	262,372	16,970	279342
1993-94	264,724	17,170	281894
1994-95	266,951	17,370	284321
1995-96	269,064	17,570	286634
1996-97	271,093	17,770	288863
1997-98	273,126	17,970	291096
1998-99	275,210	18,170	293380
99-2000	277,299	18,370	295669
2000/01	279,393	18,570	297963

APPENDIX B

ENERGY USE PER CUSTOMER

The energy use per customer depends on the number of various electrical appliances (or equipment) in use and the average annual use per appliance.

Data on the existing number of electrical appliances in use, by year-round customers, is determined through customer surveys. The most recent such survey was conducted in January 1985. The future saturation levels are based on estimates of each appliance's penetration into new homes and the potential for addition in existing homes. Forecast of two key electrical applications, which account for close to 65 percent of the total residential energy use, is detailed below.

Electrical Space and Water Heating

NB Power's Appliance Saturation Survey conducted January 1985 shows that electricity has become the principal source of energy for year-round residential space heating. Based on the survey results and the addition of electric space heating customers since the survey (8,000 off oil conversions and some 4,500 new homes) it is estimated that 42% of New Brunswick homes use electricity as their principal energy source for home heating.

The forecast number of off-oil conversions to electricity for the next 15 years is 45,000 units.[1] All of the new homes are also forecast to opt

(1) See Appendix C for details.

for electric heating based on the premise that electricity will remain cheaper than oil and that natural gas will not be available in New Brunswick until the year 2000.

The methodology for forecasting the number of electric water heating customers is similar to that for space heating. The key difference is that not all of the off-oil space heating conversions will result in additional electric water heating, since some 56.6% (2) of the existing oil heated customers already have an electric water heater.

Aside from the number of appliances in use we also need to know the average annual electrical use per appliance to determine the consumption per customer.

The average electrical requirement of an electric space heated home is estimated at some 13,600 kW.h per year. This figure includes the effect of use of wood as supplementary heating fuel in many of these homes. Estimates for electrical space heating requirements, without wood as a supplementary heating fuel, range around 17,000 kW.h/year. (3)

Data on wood supply and utilization indicates that the total amount of wood used as a space heating fuel has stabilized (4) and can be expected to remain constant at this level, over the forecast period. This has been confirmed by the changes in electrical consumption corresponding to the electrically heated homes added in the past two years.

---

(2) 1985 Appliance Saturation Survey
(3) Provincial Department of the Energy Secretariat is one source of this estimate.
(4) Statistics Canada Catalogue 25-201.

The estimate of annual electrical space heating energy and for other applications were input into the residential "end use" model. The residential space heating energy used per average home was updated based on NB Power's 1985 Appliance Saturation Survey results and is confirmed by application of the end use model to the actual experience in the fiscal year 1985/86.

Table B2 to B4 give the results of the "end use" model for every fifth year of the forecast, showing changes in average annual use per year-round customer (household). The increasing contribution of electric space heating to the average annual consumption is related to the increasing saturation level of electric space heating which is forecast to increase from 42.0% in the fiscal year 1985/86 to 66.3% by the year 2000/01.

TABLE B1

END USE ESTIMATES FOR RESIDENTIAL ELECTRICAL USE
FISCAL YEAR 1985/86

ELECTRICAL APPLIANCE OR EQUIPMENT	SATURATION LEVEL	ANNUAL APPLIANCE CONSUMPTION (kWh)	CONTRIBUTION TO AVERAGE HOUSEHOLD CONSUMPTION (kWh)	% OF TOTAL
(1) HEATING SYSTEM	42.0%	13638	5722	41.8
(2) WATER HEATER	75.8%	3920	2973	21.7
(3) REFRIGERATOR	100.0%	1263	1263	9.2
(4) COOKING STOVE	95.7%	1118	1070	7.8
(5) FREEZER	62.7%	842	528	3.9
(6) DISHWASHER	33.3%	360	120	0.9
(7) CLOTHES WASHER	84.8%	90	76	0.6
(8) CLOTHES DRYER	76.9%	900	692	5.1
(9) TELEVISION	100.0%	384	384	2.8
(10) AIR CONDITIONER	7.9%	500	40	0.3
(11) LIGHTING	100.0%	600	600	4.4
(12) MISCELANEOUS	100.0%	211	211	1.5
(13) TOTAL			13678	100.0

TABLE B2

END USE ESTIMATES FOR RESIDENTIAL ELECTRICAL USE
FISCAL YEAR 1990/91

ELECTRICAL APPLIANCE OR EQUIPMENT	SATURATION LEVEL	ANNUAL APPLIANCE CONSUMPTION (kWh)	CONTRIBUTION TO AVERAGE HOUSEHOLD CONSUMPTION (kWh)	% OF TOTAL
(1) HEATING SYSTEM	53.4%	13893	7422	47.0
(2) WATER HEATER	81.2%	3920	3182	20.2
(3) REFRIGERATOR	100.0%	1294	1294	8.2
(4) COOKING STOVE	98.7%	1063	1049	6.6
(5) FREEZER	70.7%	821	580	3.7
(6) DISHWASHER	40.5%	360	146	0.9
(7) CLOTHES WASHER	83.9%	90	75	0.5
(8) CLOTHES DRYER	79.5%	900	716	4.5
(9) TELEVISION	100.0%	403	403	2.6
(10) AIR CONDITIONER	8.9%	500	45	0.3
(11) LIGHTING	100.0%	600	600	3.8
(12) MISCELANEOUS	100.0%	270	270	1.7
(13) TOTAL			15782	100.0

TABLE B3

END USE ESTIMATES FOR RESIDENTIAL ELECTRICAL USE
FISCAL YEAR 1995/96

	ELECTRICAL APPLIANCE OR EQUIPMENT	SATURATION LEVEL	ANNUAL APPLIANCE CONSUMPTION (kWh)	CONTRIBUTION TO AVERAGE HOUSEHOLD CONSUMPTION (kWh)	% OF TOTAL
(1)	HEATING SYSTEM	61.5%	13809	8490	49.5
(2)	WATER HEATER	85.0%	3920	3330	19.4
(3)	REFRIGERATOR	100.0%	1327	1327	7.7
(4)	COOKING STOVE	99.6%	1011	1007	5.9
(5)	FREEZER	76.7%	800	614	3.6
(6)	DISHWASHER	46.5%	360	167	1.0
(7)	CLOTHES WASHER	83.2%	90	75	0.4
(8)	CLOTHES DRYER	81.2%	900	731	4.3
(9)	TELEVISION	100.0%	424	424	2.5
(10)	AIR CONDITIONER	9.9%	500	49	0.3
(11)	LIGHTING	100.0%	600	600	3.5
(12)	MISCELANEOUS	100.0%	344	344	2.0
(13)	TOTAL			17159	100.0

TABLE B4

END USE ESTIMATES FOR RESIDENTIAL ELECTRICAL USE
FISCAL YEAR 2000/01

	ELECTRICAL APPLIANCE OR EQUIPMENT	SATURATION LEVEL	ANNUAL APPLIANCE CONSUMPTION (kWh)	CONTRIBUTION TO AVERAGE HOUSEHOLD CONSUMPTION (kWh)	% OF TOTAL
(1)	HEATING SYSTEM	66.3%	13619	9030	50.3
(2)	WATER HEATER	87.2%	3920	3417	19.1
(3)	REFRIGERATOR	100.0%	1361	1361	7.6
(4)	COOKING STOVE	99.9%	961	960	5.4
(5)	FREEZER	79.8%	781	623	3.5
(6)	DISHWASHER	51.6%	360	186	1.0
(7)	CLOTHES WASHER	82.8%	90	74	0.4
(8)	CLOTHES DRYER	82.8%	900	745	4.2
(9)	TELEVISION	100.0%	445	445	2.5
(10)	AIR CONDITIONER	10.8%	500	54	0.3
(11)	LIGHTING	100.0%	600	600	3.3
(12)	MISCELANEOUS	100.0%	440	440	2.5
(13)	TOTAL			17934	100.0

APPENDIX C

OFF-OIL CONVERSIONS

Some 30,000 residential customers converted from oil to electric space heating using the federal government grant of $800 for off-oil conversion under the Canada Oil Substitution Program which started in October 1980 and ended on March 31, 1985. There were an additional 5000 conversions in the fiscal year ended March 31, 1986, the first year without the availability of the federal government grant.

Recent drop in the world price of oil has lowered the price of home heating oil in New Brunswick. However, electricity remains cheaper than oil burned at 65% efficiency (the level for existing oil furnaces) and competitive with oil at 85% efficiency (the level expected for new oil furnaces recently introduced in the market place).

Historical data (Figures C.1, C.2) indicates that residential customers have converted from oil to electricity even when oil was cheaper than electircity. For example, in the period 1976 to 1979, when oil was some 40% cheaper, the number of oil heated homes decreased by 23,000. This reduction was offset by an increase of 13,000 wood heated homes and 10,000 electric heated homes.

The perception created by recent drop in world oil prices and the marketing of "high" efficiency oil furnaces will impact the oil to electric space heating conversions. This forecast allows for some 60% of the total oil

APPENDIX D

WOOD PROCESSING INDUSTRY

Wood processing related firm industrial transmission sales have grown from 1067 GW.h to some 2658 GW.h between the fiscal years 1971/72 and 1984/85. In fiscal year 1985/86, the sales to this industry were affected by strike related shutdowns. The result was a decrease in sales of 8.9% or some 220 GW.h less than the sales in the fiscal year 1984/85. The 1985/86 sales were 70% of the firm industrial transmission sales (down from 74% in 1984/85) and 23.2% of the total in-province supply. Some 98% of the industrial transmission electrical sales to the wood processing industry are to the province's eleven pulp and paper mills and the remaining 2% are to lumber, plywood and flakeboard manufacturers. The following discussion focuses on the long term prospects of the pulp and paper industry and its implications for the industrial load forecast.

The four key considerations which are forecast to affect the industry's electrical load requirements are (i) the availability of the resource, (ii) the demand for the industry's product, (iii) further processing of the final product, (iv) effects of new electro-technology such as high temperature heat pumps.

(i) Resources. Extensive empirical and scientific research related to the availability of wood has been done by the New Brunswick Department of Natural Resources (DNR). Findings of this research indicate that:

"...no immediate problem with wood supply and, even in the worst situation, no problems closer than 15-20 years".(1)

Wood supply to support the existing industry was therefore not considered to be a constraint in forecasting the load for this industry. Prudent planning however dictates the need to examine the industry's prospects beyond the fifteen year load forecast period. The above mentioned DNR report indicates that under current forest management practices, the province will experience a slight shortage of wood in the period between 30 and 40 years from now. However, there is no imminent depletion of the resource and the industry should therefore continue to be a large consumer of electricity.

The DNR findings also indicate a small excess of hardwood supply, most suitable for fibre based products,(2) which could allow companies using hardwood to increase their output. The related load addition is estimated at 8 MW.

(ii) Product Demand: Food and Agriculture Organization (FAO) of the United Nations does extensive research on the pulp and paper industry. FAO estimates indicate that the product demand in Canada's main markets, i.e. North America, West Europe and Japan, will increase by an average of little over 3 percent annually(3). This should allow cost

---

(1) Good Forest Management - A Commitment to Action, New Brunswick Department of Natural Resources.
(2) New Brunswick Forest Industry and Forest Resources; Department of Natural Resources, New Brunswick.
(3) Interim Report of the Forest Industries and Forest Advisory Committee to the Honourable Edward C. Lumley, Minister of Industry Trade and Commerce and Regional Economic Expansion.

competitive New Brunswick's newsprint producers to maintain at least the current levels of export.

The 600 million tonnes per year quota set for Canadian newsprint imports by the European Economic Community (EEC)[4] is expected to have a slight effect on N.B. newsprint producers (less than 14% of NB newsprint output is destined for the EEC market). This forecast assumes that the quota will not affect newsprint produced in New Brunswick and that if it does the producers will be able to find new markets in the South due to the relative strength of the U.S. dollar as compared to the Canadian dollar.

(iii) Further Product Processing: One example of further processing involves the recent construction of a new paper mill to produce light-weight coated paper by integrating the Kraft pulp and groundwood pulp from two existing mills. The coated paper will serve as a captive market for some 40 percent of the output from the two pulp mills which presently sell all their output in the open market. The lightweight coated paper is expected to commence production in July, 1986. The probability of having a second light weight coated machine installed in the future is quite high.(5)

(iv) New Technology: Application of electrically driven heat pumps and mechanical vapor recompression equipment to utilize the waste heat in the exhaust steam is supported by recent research.[6] The potential

(4) Pulp and Paper Week, 85-01-07
(5) See " Second Paper Machine expected to be announced before long" in the Telegraph Journal, Saint John, 86-04-14, page 19.
(6) Heat Pumping in Industry - A State of the Art Study, CEA Research Report 130 USA.

load in newsprint mills through heat pump applications has been estimated at some 35 MW.[7] The potential for heat pumps in the Kraft Mills is the subject of a Canadian Electrical Association research project. A report is expected to be published sometime in 1986.

(7) Industrial Heat Pump Seminar, Fredericton, N.B. May 1985.

APPENDIX E

MINING AND SMELTING INDUSTRY

Mining and smelting related firm industrial transmission sales have increased from 356 GW.h to 690 GW.h between the fiscal year 1971/72 and 1985/86. The 1985/86 mining related sales were some 20% of the firm industrial transmission sales and 6.7% of the total in-province supply.

The key considerations which are forecast to affect the industry's electrical load requirements are (i) the potential for new mines, (ii) re-opening of existing mines (iii) the potential for further electrification of the mining industry by application of new electro-technologies.

(i) New Mines: Feasibility study has shown that a gold mine in the Bathurst area is profitable and is expected to be opened soon. A third potash mine in New Brunswick was forecast to be in production by the late eighties is now rescheduled to beyond 1990 because of stagnant demand estimated for potash in the near future.

(ii) Re-opening Existing Mines: The recovery in world price of antimony [1] has led to plans for re-opening of an antimony mine which commenced production in September 1985. The mine was shut down in May 1981 when the existing antimony ore-body was exhausted. Further explorations at the mine indicated another ore-body which can support the antimony mine for another 5 years at current rate of production.[2]

---

(1) See Globe & Mail, 84/07/30, page B5.
(2) See The Daily Gleaner, Fredericton, 85/01/15, page 31.

The company is expected to construct an antimony smelter at the mine site to convert the antimony sulphide it produces to either antimony metal or antimony oxide. The smelting technology is considered to be technically feasible and economically viable. Furthermore, it is also generally believed that another ore-body can be found near the mine site. This load forecast assumes the mine will continue oepration over the forecast horizon.

(iii) Further Electrification: The use of electricity for underground space heating in mines is now considered to have economic viability. This could lead to an addition of over 10 MW.

Potential for using electrically operated mining and material handling equipment and the application of heat pumping technology[3] are other areas which would lead to sales growth in the mining industry. Much of this potential load is not yet quantifiable and has therefore not been included directly in the mining sector's load forecast. For now the provision for such loads is included in the allowance of 6 MW/year for unknown industrial developments.

---

(3) Canadian Electrical Association has awarded a Research Project to estimate the potential load related to heat pump application in the mining industry.

ENERGIE NB POWER

Prévision des charges

PRÉVISION DES CHARGES

1986-2001

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

STRATÉGIE DU DÉVELOPPEMENT

AVRIL 1986

AVANT-PROPOS

Le présent document est un exposé de la prévision de la charge électrique provinciale que la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) devra fournir aux abonnés de la province dans les quinze années à venir. Cette prévision d'avril 1986 remplace celle d'avril 1985 et formera la base d'une grande partie des activités de planification d'Énergie NB. Le présent document comprend aussi une évaluation des ventes qu'il serait possible d'effectuer sur les marchés extérieurs à la province.

La charge prévue est déterminée au moyen d'une analyse de causalité portant sur les charges des années précédentes combinée à une évaluation courante des facteurs économiques, démographiques, technologiques et autres qui influencent la demande d'électricité. Vu les données sur lesquelles elle se base, la prévision est considérée comme un cas de référence servant à la planification détaillée à court terme et à la planification générale à plus long terme.

Plutôt que des objectifs, les charges données dans ce document représentent celles auxquelles on pourrait s'attendre dans les circonstances actuelles. Il faut se rappeler, toutefois, que les projections deviennent d'autant plus incertaines qu'elles ont trait aux dernières années visées par la prévision.

Étant donné l'incertitude qui caractérise tout exercice de prévision et vu les conséquences importantes pour la planification des variations de la demande d'électricité, le présent document comprend aussi une plage de variation correspondant à des taux de croissance inférieurs ou supérieurs à ceux donnés dans le cas de référence. C'est la première fois que la prévision fournit une plage de variations précisement identifiées. Cette plage de variations est en fait un prolongement de l'analyse de sensibilité présentée dans les prévisions des années précédentes.

TABLE DES MATIÈRES

		PAGE
1.0	POINTS SAILLANTS DE LA PRÉVISION	1
1.1	Remarques générales	1
1.2	Les résultats en perspective	1
1.3	Comparaison des prévisions	3
2.0	PRÉVISION DE L'ÉNERGIE POUR CHAQUE CATÉGORIE D'ABONNEMENTS	6
2.1	Remarques générales	6
2.2	Usage domestique	8
2.3	Usage général	13
2.4	Usage industriel-distribution	16
2.5	Éclairage public	19
2.6	Ventes en gros (pour revente)	21
2.7	Usage industriel-transport	23
3.0	RÉSULTATS DE LA PRÉVISION	28
3.1	Remarques générales	28
3.2	Prévision annuelle	28
3.3	Prévision de la charge mensuelle	34
3.4	Appel horaire maximal mensuel	36
4.0	PRÉVISION DES ÉVENTUALITÉS	38
4.1	Remarques générales	38
4.2	Facteurs d'incertitude principaux	38
4.3	Autres scénarios possibles	40
5.0	POSSIBILITÉS DE COMMERCIALISATION EXTERNE	44
5.1	Historique	44
5.2	Objectifs	45
5.3	Ventes contractuelles futures	45
5.4	Possibilités de ventes futures	46

ANNEXES

A.	NOMBRE D'ABONNEMENTS	A1
B.	CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR ABONNEMENT	B1
C.	CONVERSIONS À L'ÉLECTRICITÉ	C1
D.	L'INDUSTRIE DE LA TRANSFORMATION DU BOIS	D1
E.	L'INDUSTRIE MINIÈRE ET LES FONDERIES	E1

TABLEAUX

		PAGE
1.1	Comparaison des prévisions	4
1.2	Hausse (Baisse) de la charge prévue en 1999-2000 ...	5
2.1	Historique et prévision des ventes à l'usage domestique (en GW.h)	11
2.2	Historique et prévision des ventes à l'usage général (en GW.h)	15
2.3	Ventes au secteur industriel-distribution par rapport au Produit intérieur provincial réel	17
2.4	Historique et prévision des ventes à l'usage industriel-distribution (en GW.h)	18
2.5	Historique et prévision des ventes pour l'éclairage public (en GW.h)	20
2.6	Historique et prévision des ventes en gros (en GW.h)	22
2.7	Usage industriel-transport - Prévision de la charge régulière par secteur industriel	26
2.8	Historique et prévision des ventes à l'usage industriel-transport (en GW.h)	27
3.1	Prévision annuelle de l'énergie, de l'appel maximal et du facteur d'utilisation	29
3.2	Résumé des prévisions de croissance	30
3.3	Alimentation mensuelle nette du réseau (en GW.h) ...	35
3.4	Appel maximal horaire net du réseau (en MW)	37
4.1	Variation du cas de référence (Prévision) d'ici 2000	40
4.2	Plage de variation de la prévision	41
5.1	Historique des ventes aux marchés externes (GW.h) ..	47

TABLEAUX

		PAGE
A1	Historique de la population et des ménages	A2
A2	Historique et prévision de la population	A4
A3	Abonnements domestiques permanents	A6
A4	Total des abonnements domestiques	A7
B1	Évaluation par usage de la consommation domestique 1985-86	B4
B2	Évaluation par usage de la consommation domestique 1990-91	B4
B3	Évaluation par usage de la consommation domestique 1995-96	B5
B4	Évaluation par usage de la consommation domestique 2000-2001	B5
C1	Prévision du nombre de conversions à l'électricité des systèmes de chauffage au mazout	C3

FIGURES

		PAGE
1.1	Ventes et alimentation à l'intérieur de la province	2
2.1	Ventes d'énergie par catégorie d'abonnements	6
2.2	Méthodologie de la prévision	7
2.3	Consommation domestique moyenne	12
3.1	Alimentation nette du réseau (en GW.h)	31
3.2	Appel maximal horaire annuel (en MW)	32
3.3	Ventes et alimentation à l'intérieur de la province	33
4.1	Plage de variation - Alimentation nette du réseau (en GW.h)	42
4.2	Plage de variation - Appel maximal horaire annuel (en MW)	43
C.1	Sources d'énergie de chauffage domestique	C2
C.2	Coûts du chauffage des locaux	C2

POINTS SAILLANTS DE LA PRÉVISION

POINTS SAILLANTS DE LA PRÉVISION

1.1 Remarques générales

Au cours de la période de quinze ans allant d'avril 1986 à mars 2001, l'énergie électrique fournie par Énergie NB à ses abonnés provinciaux devrait croître de 10 255 GW.h à 15 875 GW.h, soit à un taux de croissance moyen de 3% par an. L'appel maximal horaire relatif à cette quantité d'énergie devrait augmenter de 1024 MW, passant de 2001 MW en janvier 1986 à 3025 MW en janvier 2001, ce qui représente un taux de croissance moyen de 2,8% par an.

Le taux de croissance de l'alimentation en énergie du réseau (3% par an) est plus élevé que l'augmentation prévue de l'appel maximal horaire (2,8% par an). Cette différence est attribuable aux conséquences des arrêts industriels imprévus et aux températures inférieures à la normale qui ont prévalu pendant l'année de référence se terminant en mars 1986. La prévision se base sur des températures normales et ne tient pas compte des arrêts industriels imprévus. Quand les données de l'année de référence sont modifiées pour tenir compte de l'effet de ces deux facteurs, le taux moyen d'augmentation de l'alimentation en énergie et de l'appel maximal horaire serait respectivement de 2,7% et 2,9% par an.

1.2 Les résultats en perspective

Il faut comparer la prévision d'un taux de croissance moyen annuel de 3% de l'alimentation en énergie dans les quinze ans à venir à la croissance de 6,9% affichée au cours des quinze dernières années. Les paragraphes ci-dessous identifient les facteurs principaux qui ont influé sur la croissance historique de la demande en électricité et dont on a tenu compte dans la prévision. La figure 1.1 donne l'historique et la prévision de l'alimentation totale en électricité de la province et des ventes par catégorie d'abonnements.

Population: On prévoit que la population du Nouveau-Brunswick augmentera d'environ 60 000 personnes, soit à un taux de 0,5% par an. Ce chiffre est à comparer avec l'augmentation de 90 000, ou de 0,9% par an, affichée au cours des quinze dernières années.

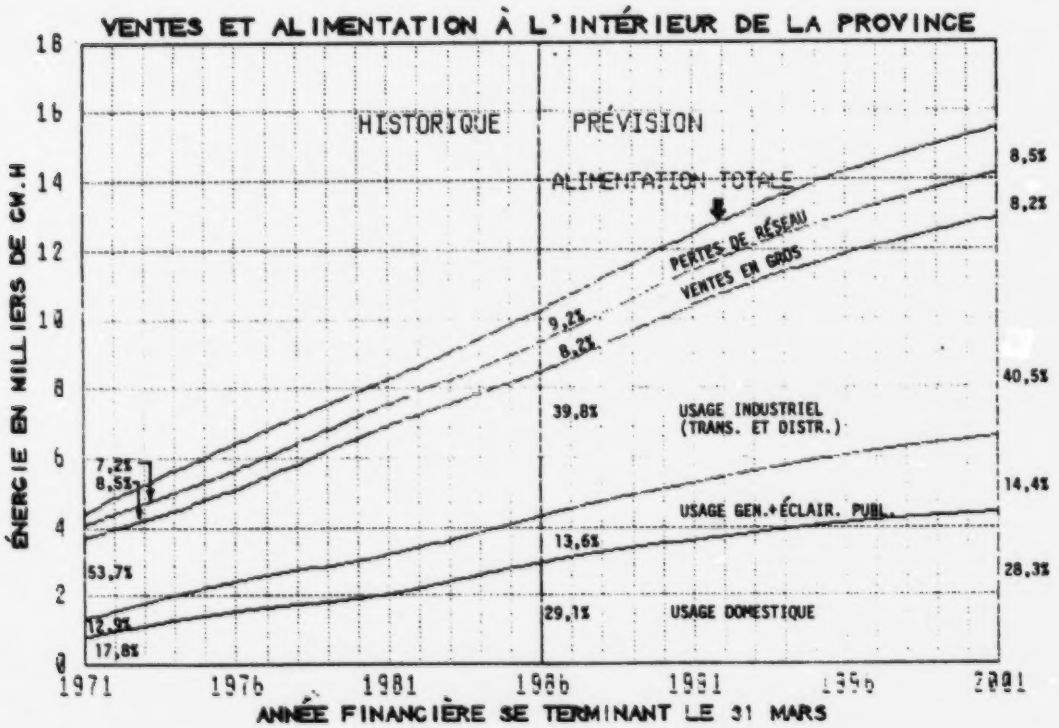
Abonnements domestiques: Le nombre d'abonnements domestiques devrait s'accroître de 40 000 unités ou à un taux de 1% par an. Par comparaison, l'augmentation survenue au cours des quinze années précédentes était de 80 000, soit un taux de croissance de 2,8% par an.

Chauffage électrique des locaux: La pénétration du chauffage électrique des locaux dans toutes les nouvelles habitations et dans 45 000 logements où le système de chauffage est converti du mazout à l'électricité devrait faire passer la proportion de maisons où l'électricité est la principale source de chauffage de 42% à 66,3% dans le cours des quinze prochaines années. L'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux est passée de 2% à 42% au cours des quinze dernières années.

Croissance économique: Le Produit intérieur provincial réel, une mesure de l'activité économique, croîtra en moyenne à un taux annuel de 2% pendant la période visée par la prévision, par rapport à une croissance annuelle moyenne de 2,6% pendant les quinze dernières années.

Croissance industrielle: La charge industrielle augmentera en moyenne de 16,7 MW, soit à un taux annuel de 3%, par comparaison à une croissance de 20 MW (5%) au cours des quinze dernières années.

FIGURE 1.1



1.3 Comparaison des prévisions

Selon la présente prévision, préparée en avril 1986 et destinée à remplacer celle de 1985, les besoins en électricité du Nouveau-Brunswick seront un peu plus élevés qu'il n'avait été prévu dans la prévision de 1985. En l'an 2000 (l'année la plus tardive commune aux deux prévisions), la différence serait de 456 GW.h pour l'alimentation en énergie et de 129 MW pour l'appel maximal horaire. Cet écart représente un devancement de juste un an pour la croissance de l'énergie, survenant en 1994, et de deux ans pour celle de l'appel maximal horaire, survenant en janvier 1998. Le tableau 1.1 donne une comparaison des prévisions de 1985 et 1986. Les paragraphes suivants décrivent les différences importantes et leurs effets sont résumés dans le tableau 1.2.

Gas naturel: Selon la prévision de 1985, les effets de l'introduction du gaz naturel sur les charges électriques du Nouveau-Brunswick se feraient sentir à partir de 1990. La présente prévision se base sur l'hypothèse qu'il n'y aura pas d'effet du gaz naturel sur les charges avant la fin de la période de prévision, ce qui hausse de 412 GW.h l'alimentation en énergie en 1'an 2000.

Conversions du mazout à l'électricité: Le nombre prévu de conversions à l'électricité des systèmes de chauffage domestiques au mazout a été changé de 4000 par an, chiffre donné dans la prévision de 1985, à 3000 dans la présente prévision. Ce changement correspond à une réévaluation du potentiel du marché, l'effet du déclin du prix du mazout utilisé pour le chauffage et la disponibilité des chaudières au mazout à rendement amélioré. Ce changement mène à un déclin de 218 GW.h des besoins en énergie en 1'an 2000.

Consommation des chauffages: Une analyse des données récentes ayant trait à la consommation domestique et les résultats du Sondage sur la diffusion des électroménagers effectuée par Énergie NB en 1985 indique que la consommation moyenne pour une maison chauffée à l'électricité est inférieure de 400 KW.h à la consommation de 14 000 KW.h utilisée dans la prévision de 1985. Ce changement est la cause d'une réduction de 80 GW.h de la prévision de l'énergie en 1'an 2000.

Croissance industrielle: Les facteurs-clés qui ont mené à une révision à la hausse de la prévision de la charge industrielle sont: la grande probabilité de l'installation d'une seconde machine à papier couché, l'amélioration en perspective de l'industrie provinciale de la potasse, les possibilités d'utilisation des électrotechnologies (en particulier des pompes à chaleur) et un examen des rapports historiques entre la charge industrielle et la croissance économique. L'accroissement de la charge industrielle a pour effet d'augmenter l'alimentation en énergie de 294 GW.h en 1'an 2000.

TABLEAU 1.1

COMPARAISON DES PRÉVISIONS

ANNÉE FINANCIÈRE	ALIMENTATION NETTE DU RESEAU (GW.h)		APPEL MAXIMAL DU RÉSEAU (MW)	
	PRÉV. 85	PRÉV. 86	PRÉV. 85	PRÉV. 86
1985/86 (RÉEL)	10255	10255	2001	2001
1986/87	10915	10911	2006	2071
1987/88	11327	11302	2102	2141
1988/89	11725	11639	2180	2205
1989/90	12046	12036	2246	2283
1990/91	12363	12438	2310	2363
1991/92	12679	12815	2374	2438
1992/93	12990	13184	2436	2511
1993/94	13293	13538	2495	2580
1994/95	13577	13886	2549	2648
1995/96	13932	14225	2616	2714
1996/97	14216	14560	2669	2776
1997/98	14501	14890	2723	2839
1998/99	14796	15220	2778	2902
99/2000	15092	15548	2834	2963
2000/01	S.O.	15875	S.O.	3025
TAUX DE CROISSANCE ANNUELLE (% PAR AN)				
1986-1991 (5 ANS)	3.8	3.9	2.9	3.4
1986-1996 (10 ANS)	3.1	3.3	2.7	3.1
1986-2000 (14 ANS)	2.8	3.0	2.5	2.8
1986-2001 (15 ANS)	S.O.	3.0	S.O.	2.8

TABLEAU 1.2

CHANGEMENT DE DONNÉES	HAUSSE (BAISSE) DE LA CHARGE PRÉVUE EN 1999-2000 GW.h	MW
Effet nul du gaz naturel	+412	+126
Moindre nombre de conversions du mazout à l'électricité (3000/an au lieu de 4000/an)	(218)	(78)
Consommation - Chauffage domestique (13 600 KW.h au lieu de 14 000 KW.h)	(80)	(29)
Croissance industrielle	+294	+ 49
Autres changements*	+ 48	+ 61
Total des changements	+456	+129
Prévision de 1985 Année 1999-2000	15 092	2 834
Prévision de 1986 Année 1999-2000	15 548	2 963

* Compte tenu des effets de 2000 nouvelles habitations additionnelles d'ici l'an 1999-2000 et d'autres modifications, en particulier en ce qui concerne le modèle utilisé pour la prévision de l'appel maximal horaire.

PRÉVISION DE L'ÉNERGIE
POUR CHAQUE CATÉGORIE D'ABONNEMENTS

PRÉVISION DE L'ÉNERGIE POUR CHAQUE CATÉGORIE D'ABONNEMENTS

2.1 Remarques générales

Cette section présente la méthodologie et les résultats de la prévision des besoins en électricité pour les six catégories d'usage à l'intérieur de la province, soit les usages domestique, général, industriel-distribution, éclairage public, ventes en gros (pour revente), et industriel-transport. La figure 2.1 donne la proportion des ventes provinciales globales effectuées pendant l'année financière la plus récente (1985-86) réparties selon les six catégories d'usage. Une représentation graphique de la méthodologie dont on s'est servi pour la prévision se trouve à la figure 2.2.

FIGURE 2.1

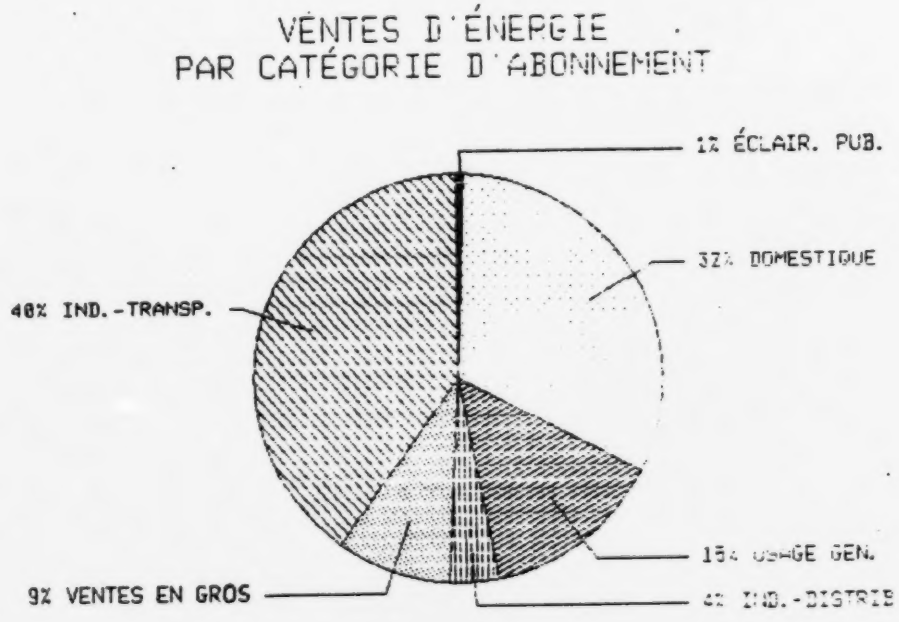
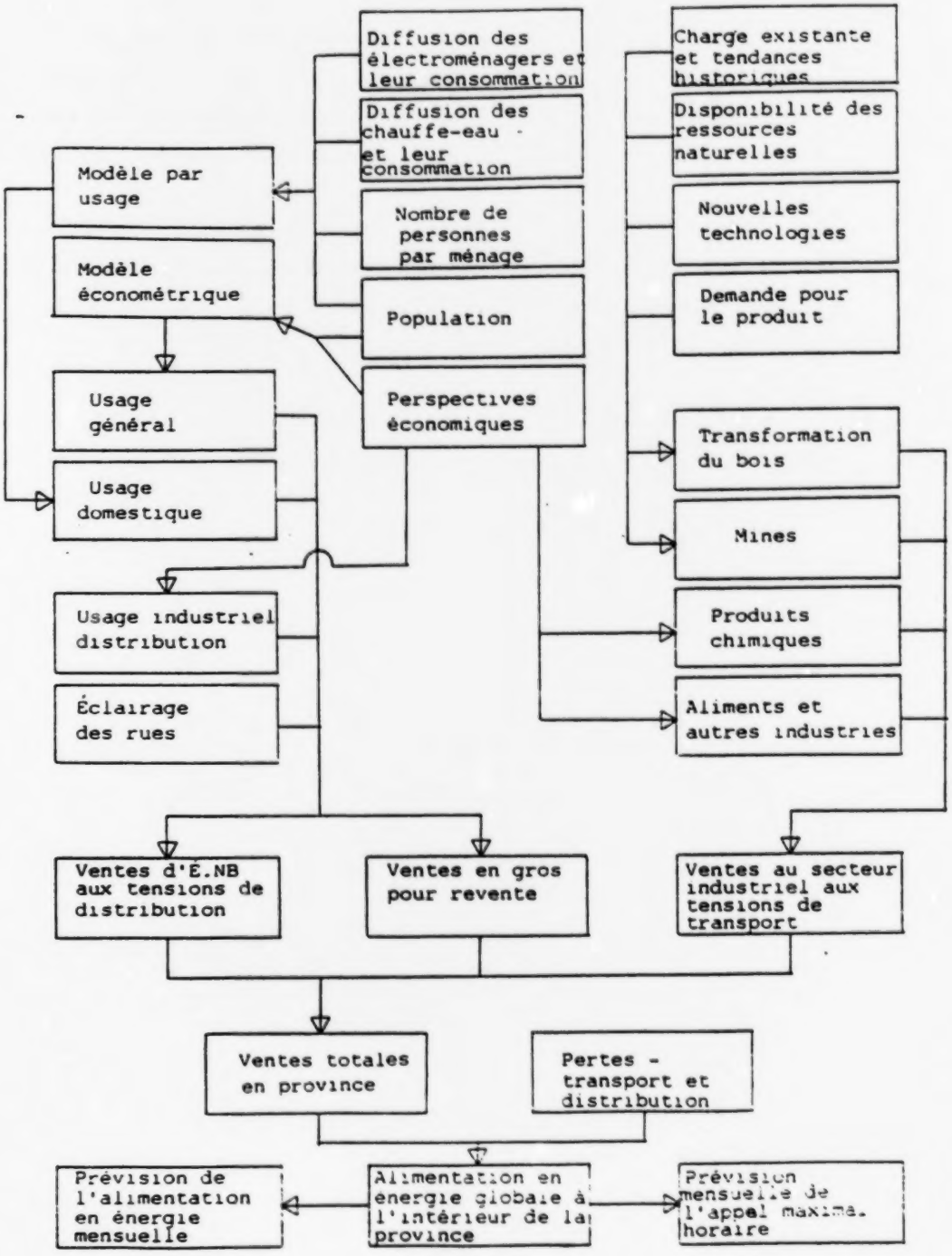


Figure 2.2

Méthodologie de la prévision



2.2 Usage domestique

La catégorie d'usage domestique comprend quelque 207 000 abonnements permanents et 15 000 abonnements saisonniers desservis par Énergie NB. En outre, les entreprises municipales de Saint John et d'Edmundston fournissent l'énergie à plus de 32 500 abonnements domestiques permanents. Les abonnés domestiques se servent de l'électricité pour des applications ménagères telles que la cuisine, la réfrigération, le chauffage de l'eau et le chauffage des locaux. Ce groupe comprend aussi les églises et les fermes.

Méthodologie et résultats de la prévision:

La prévision de l'énergie pour l'usage domestique est calculée séparément pour les abonnés permanents (ménages, fermes et églises, qui consomment 99% de l'électricité vendue à l'usage domestique) et les abonnés saisonniers. La prévision des besoins des abonnés permanents se base sur le modèle "par usage" qui se formule de la façon suivante:

ÉNERGIE (kW.h) = NOMBRE D'ABONNEMENTS PERMANENTS
X CONSOMMATION MOYENNE PAR ABONNEMENT

La prévision du nombre d'abonnements permanents dépend des projections démographiques et du nombre de personnes par ménage.[1] Le nombre d'abonnements domestiques permanents devrait passer de 240 190, niveau de l'année financière 1985-86, à 279 393, niveau prévu pour l'année financière 2000-2001.

---

(1) Voir l'Annexe A pour de plus amples détails.

On détermine la consommation par abonnement selon le nombre de gros appareils électro-ménagers et la consommation annuelle moyenne par appareil en kilowattheures.(2) La consommation annuelle moyenne par abonnement permanent devrait passer de 13 678 kW.h, chiffre affiché en 1985-86, à 17 934 kW.h en 2000-2001. Cette croissance est surtout due à deux facteurs: (i) L'augmentation prévue de la diffusion des systèmes de chauffage électriques, qui devrait passer de 42% en 1985-86 à 66,3% d'ici 2000-2001; (ii) Un accroissement de 40 000 du nombre d'abonnements. La diffusion accrue du chauffage électrique des locaux se base sur un chiffre prévu de 45 000 conversions à l'électricité des chauffages au mazout et une pénétration à 100% du chauffage électrique dans la nouvelle construction dans les quinze ans qui viennent.

Le nombre d'abonnements saisonniers devrait augmenter de 200 unités par an et la prévision de leur consommation se fonde sur l'extrapolation des tendances historiques. La consommation d'énergie des abonnés saisonniers se maintiendra à environ un pour cent de la consommation totale des abonnés domestiques.

Le taux de croissance annuel prévu pour les quinze ans commençant en avril 1986 est de 2,8%, ce qui représente un déclin sur le taux de 2,9% prévu pour la même période en 1985. Ce changement s'explique de la façon suivante:

a) Le nombre prévu de conversions à l'électricité des chauffages domestiques au mazout pendant les quinze années en question a été ramené à 45 000, de 60 000 qu'il était dans la prévision de 1985.(3) Ces 15 000 conversions de moins représentent une diminution des ventes d'environ 240 GW.h d'ici l'année se terminant en mars 2001, ce qui équivaut à une réduction de près de 0,3% du taux de croissance annuel moyen.

---

(2) Voir l'Annexe B pour de plus amples détails.
(3) Voir l'Annexe C pour de plus amples détails.

b) La prévision de 1985 prenait en ligne de compte l'effet sur la charge électrique de la distribution du gaz naturel dans la région à partir de 1990. On ne pense plus que l'introduction du gaz naturel avant l'année 2000 soit une opération viable. L'élimination des effets de l'introduction du gaz naturel mène à un accroissement des ventes prévues au secteur domestique d'environ 170 GW.h d'ici l'année 2000-2001, soit une augmentation du taux de croissance moyen de 0,2% par an.

Les ventes d'électricité au détail aux ménages de la province qui utilisent l'électricité ne sont pas toutes effectuées par Énergie NB. La prévision de la portion de ces ventes au détail effectuées par les entreprises municipales de Saint John et d'Edmundston se base sur une analyse des données historiques.

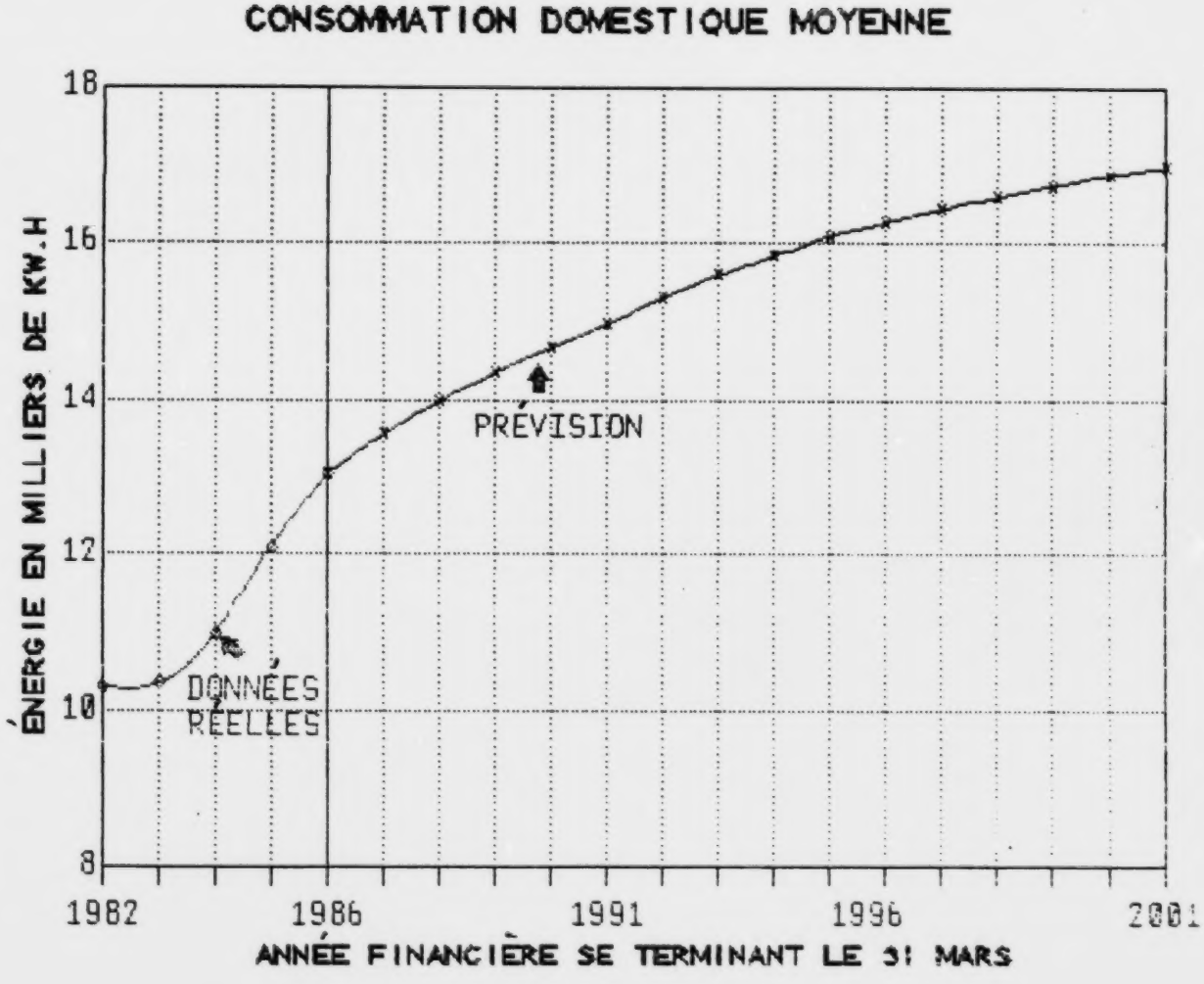
Le tableau 2.1 donne l'historique et la prévision des ventes à l'usage domestique tandis que la figure 2.3 donne la courbe historique et prévue de la consommation moyenne d'énergie par abonnement domestique.

TABLEAU 2.1

HISTORIQUE ET PRÉVISION DES VENTES À L'USAGE DOMESTIQUE
(en GW.h)

Année financière	Portion d'Énergie NB	Ventes en gros	Ventes tot. au NB
Historique			
1971-72	785	150	935
1972-73	911	162	1073
1973-74	1072	179	1251
1974-75	1284	203	1487
1975-76	1554	243	1797
1976-77	1809	275	2084
1977-78	1905	278	2183
1978-79	2010	256	2266
1979-80	1975	254	2229
1980-81	2057	255	2312
1981-82	2119	263	2382
1982-83	2226	278	2508
1983-84	2484	308	2792
1984-85	2713	342	3055
1985-86	2981	382	3363
Prévision			
1986-87	3104	395	3500
1987-88	3251	414	3665
1988-89	3382	431	3812
1989-90	3506	447	3952
1990-91	3632	463	4094
1991-92	3751	478	4229
1992-93	3861	492	4353
1993-94	3960	504	4464
1994-95	4050	516	4566
1995-96	4134	527	4660
1996-97	4211	537	4748
1997-98	4284	546	4830
1998-99	4355	555	4910
99-2000	4424	564	4987
2000/01	4490	572	5061

FIGURE 2.3


CONSOMMATION DOMESTIQUE MOYENNE
ÉNERGIE EN MILLIERS DE KW.H
18
16
14
12
10
8
PRÉVISION
DONNÉES RÉELLES
1982
1986
1991
1996
2001
ANNÉE FINANCIÈRE SE TERMINANT LE 31 MARS

2.3 Usage général

Cette catégorie d'usage comprend tous les abonnements qui n'appartiennent pas spécifiquement aux catégories d'usages domestique, industriel ou éclairage public. La charge raccordée des abonnements d'usage général varie entre quelques kilowatts et plusieurs milliers de kilowatts. Les usages que les abonnés de ce groupe font de l'électricité peuvent aussi être très variés, allant par exemple de rien que l'éclairage à l'éclairage, au chauffage, et à la climatisation.

Les ventes à l'usage général en 1985-86 ont été deux foix et demi plus importantes qu'au cours de l'année financière 1971-72, ce qui représente une augmentation annuelle moyenne de 6,7% pendant ces quatorze années. Le taux annuel de croissance a beaucoup ralenti au cours des cinq dernières années et se situe à 3,2%. La différence entre les taux de croissance de ces deux périodes peut être attribuée (i) à la différence entre les taux de croissance économiques (2,9% contre 0,8%), (ii) au déclin du taux de croissance démographique (0,9% contre 0,5%).

D'après une analyse effectuée en 1983 de la consommation d'électricité des abonnés de la catégorie d'usage général classés selon le Code de classification des activités économiques (CAE), on estime que presque 70% des ventes à l'usage général sont reliées directement aux activités économiques, comme par exemple celles des hôtels ou motels, des commerces de détail, des bureaux. Le secteur institutionel qui comprend entre autres les écoles, les hôpitaux et les bureaux gouvernementaux absorbe les 30% qui restent. La consommation de ce dernier secteur est également reliée à la longue aux facteurs économiques mais, à court terme, elle est souvent influencée par les politiques du gouvernement.

Étant donné que toutes les ventes à l'usage général dépendent directement ou indirectement de l'activité économique à l'intérieur de la province, il convient d'utiliser un modèle économétrique pour la prévision.

Le modèle utilisé pour la présente prévision considère les ventes annuelles à l'usage général par habitant comme une variable dépendante tandis que le revenu réel disponible par habitant est utilisé comme la variable indépendante. La croissance prévue du revenu réel disponible par habitant se base sur la possibilité d'une croissance future du Produit intérieur provincial réel global et tient compte des effets des tendances actuelles relatives au freinage de l'augmentation des salaires. (4) Les résultats du modèle s'accordent avec les données historiques des quatre dernières années et forment la base de la présente prévision.

Le volume prévu des ventes à l'usage général par habitant est multiplié par la projection de la population du Nouveau-Brunswick pour obtenir la prévision des ventes totales à l'usage général. Les résultats du modèle se basent sur un taux de croissance annuel du revenu personnel disponible réel par habitant de 1,75% (4) et sur un taux de croissance démographique annuel de 0,5% (5).

La prévision des ventes totales à l'usage général donne un taux de croissance moyen composé de 3,4% par an. Le Tableau 2.2 donne l'historique et la prévision des ventes à l'usage général effectuées par Énergie NB et les entreprises municipales (ventes en gros). La portion de ces ventes que les entreprises municipales devraient effectuer est calculée sur la base des données historiques.

---

(4) Wong, Hon-Po, "General Service Forecast, 1983-1999", Énergie NB (Prévisions de la charge de l'usage général, 1983-1999, Document d'Énergie NB).

(5) Voir la section "Usage domestique" et l'Annexe A pour une discussion des projections démographiques.

TABLEAU 2.2

HISTORIQUE ET PRÉVISION DES VENTES
A L'USAGE GÉNÉRAL (en GW.h)

Année financière	Portion d'Énergie NB	Ventes en gros	Ventes totales Nouveau-Brunswick
Historique			
1971/72	540	167	707
1972/73	618	181	799
1973/74	695	200	895
1974/75	775	222	997
1975/76	872	252	1124
1976/77	935	274	1209
1977/78	984	282	1266
1978/79	1072	275	1347
1979/80	1118	288	1406
1980/81	1165	296	1461
1981/82	1169	306	1475
1982/83	1184	323	1507
1983/84	1227	341	1568
1984/85	1283	350	1633
1985/86	1347	361	1708
Prévision			
1986/87	1401	375	1776
1987/88	1453	389	1842
1988/89	1506	403	1910
1989/90	1560	418	1978
1990/91	1615	433	2048
1991/92	1671	448	2119
1992/93	1728	463	2191
1993/94	1785	478	2264
1994/95	1844	494	2338
1995/96	1903	510	2413
1996/97	1963	526	2489
1997/98	2025	542	2567
1998/99	2087	559	2646
99/2000	2149	576	2725
2000/01	2214	593	2807

2.4 Usage industriel-distribution

Cette catégorie d'usage comprend les abonnés industriels desservis aux tensions du réseau de distribution (12 kV ou moins) dont la charge raccordée varie entre quelques kW et environ 3000 kW.

Le taux de croissance historique de cette catégorie a varié d'année en année en raison des fluctuations de l'économie et, parfois, des transferts de charge entre les catégories distribution et transport de l'usage industriel. Le tableau 2.3 donne les ventes au secteur industriel-distribution au Nouveau-Brunswick en regard du Produit intérieur provincial réel, qui est un indicateur de l'activité économique.

La prévision des besoins en électricité de l'usage industriel-distribution tient compte des facteurs-clés suivants: (a) La croissance économique provinciale évaluée en fonction du Produit intérieur réel total de la province et de ses composantes dans les secteurs de la fabrication et de la production des biens; (b) Les possibilités de réaliser des économies d'énergie; (c) L'application des électro-technologies nouvelles aux industries existantes, comme les pompes à chaleur et les fours de séchage chauffés par les pompes à chaleur.(6)

On prévoit que les ventes à cette catégorie augmenteront à un taux global moyen de 2,5% par an, par rapport à celui de 3,9% au cours des quatorze dernières années. La différence est due à un ralentissement prévu de la croissance économique (7) et aux possibilités de réaliser des économies d'énergie, en particulier par le recours à des moteurs de

---

(6) Séminaire sur les pompes à chaleur tenu à Fredericton (N.-B.) le 28 mai 1985.

(7) Wong, Hon-Po, General Service Forecast, NB Power, 1983-1999. (Prévision de la charge de l'usage général, 1983-1999), document d'Énergie NB.

grand rendement énergétique dont la rentabilité est un facteur quand on décide de remplacer des anciens moteurs ou d'en acheter de nouveaux(8).

Le Tableau 2.4 présente l'historique et la prévision des ventes totales à l'usage industriel-distribution au Nouveau-Brunswick et la répartition entre les ventes effectuées par Énergie NB et les ventes en gros.

TABLEAU 2.3

VENTES AU SECTEUR INDUSTRIEL-DISTRIBUTION
PAR RAPPORT AU
PRODUIT INTÉRIEUR PROVINCIAL RÉEL

Année financière	Ventes industriel-distribution (GW.h)	Produit intérieur provincial réel* (Millions de dollars) Secteur fabrication	Secteur production de biens	Toutes industries
1971-72	225	257	557	1611
1972-73	241	294	596	1730
1973-74	251	326	673	1893
1974-75	268	339	720	1971
1975-76	295	313	697	1996
1976-77	313	317	699	2054
1977-78	319	317	696	2078
1978-79	341	334	722	2124
1979-80	364	359	743	2192
1980-81	379	364	719	2201
1981-82	353	312	700	2170
1982-83	341	296	631	2119
1983-84	371	315	672	2165
1984-85	398	359	736	2281
1985-86	413	365	746	2351
Taux de croissance moyen annuel	3,9	2,5	2,1	2,7

* Données tirées de The Provincial Economies, une publication de Le Conference Board du Canada, et fournies par l'Agence de la statistique du Secrétariat du Conseil des ministres du Nouveau-Brunswick.

(8) "Potentiel des moteurs de grand rendement pour économiser de l'énergie électrique au Canada", projet de recherche de l'ACE, 016 U 244.

TABLEAU 2.4

HISTORIQUE ET PRÉVISION DES VENTES
À L'USAGE INDUSTRIEL-DISTRIBUTION (en GW.h)

Année financière	Portion d'Énergie NB	Ventes en gros	Ventes totales Nouveau-Brunswick
Historique			
1971/72	189	36	225
1972/73	199	42	241
1973/74	205	46	251
1974/75	217	51	268
1975/76	238	57	295
1976/77	251	62	313
1977/78	255	64	319
1978/79	283	58	341
1979/80	306	58	364
1980/81	321	58	379
1981/82	293	60	353
1982/83	283	58	341
1983/84	311	60	371
1984/85	337	61	398
1985/86	351	62	413
Prévision			
1986/87	360	63	423
1987/88	369	65	434
1988/89	378	67	445
1989/90	388	68	457
1990/91	398	70	468
1991/92	408	72	480
1992/93	419	74	492
1993/94	429	76	505
1994/95	440	78	518
1995/96	451	80	531
1996/97	463	82	545
1997/98	475	84	558
1998/99	487	86	573
99/2000	499	88	587
2000/01	512	90	602

2.5 Éclairage public

Cette catégorie d'usage comprend les ventes effectuées pour les luminaires qui appartiennent à Énergie NB, aux deux entreprises municipales et aux abonnés, les sentinelles à l'écart des rues ainsi que pour tout autre service d'éclairage public tels que les signaux de passage à niveau. Cet usage représente à peine plus d'un demi pour cent de l'alimentation totale à l'intérieur de la province.

Au cours des années soixante-dix, les besoins en énergie d'éclairage ont augmenté rapidement à un taux de croissance de 8,8% entre les années financières 1971-72 et 1979-80. Cependant, depuis l'année financière 1979-80, ce taux de croissance a été de 2,3% par an. Le déclin du taux de croissance de l'éclairage public reflète (i) une baisse du taux de construction de logements, (ii) la mise au point de lampes à grand rendement et à basse puissance, (iii) le freinage des dépenses par les gouvernements municipaux et (iv) l'aménagement de quartiers résidentiels sans éclairage public à l'extérieur des municipalités.

Les possibilités d'utiliser des lampes à meilleur rendement pour l'éclairage des rues sont nombreuses et devraient se réaliser au fur et à mesure que les luminaires existants doivent être remplacés. Ce facteur continuera à contrebalancer en partie la croissance future des besoins en énergie pour l'éclairage public.

Le taux de croissance prévu de deux (2%) pour cent par an est conforme au taux enregistré au cours des cinq dernières années. Le tableau 2.5 présente les résultats de la prévision des ventes totales à cet usage et la répartition entre les ventes effectuées par Énergie NB et les ventes en gros.

TABLEAU 2.5

HISTORIQUE ET PRÉVISION DES VENTES
POUR L'ÉCLAIRAGE PUBLIC (en GW.h)

Année financière	Portion d'Énergie NB	Ventes en gros	Ventes totales Nouveau-Brunswick
Historique			
1971/72	25	11	36
1972/73	27	12	39
1973/74	30	12	42
1974/75	35	11	46
1975/76	39	11	50
1976/77	42	11	53
1977/78	44	12	56
1978/79	47	10	57
1979/80	49	10	59
1980/81	50	11	61
1981/82	51	12	63
1982/83	52	12	64
1983/84	53	12	65
1984/85	55	12	67
1985/86	56	12	68
Prévision			
1986/87	57	13	69
1987/88	58	13	71
1988/89	59	13	72
1989/90	60	13	73
1990/91	61	14	75
1991/92	63	14	76
1992/93	64	14	78
1993/94	65	14	80
1994/95	66	15	81
1995/96	68	15	83
1996/97	69	15	84
1997/98	71	16	86
1998/99	72	16	88
99/2000	73	16	90
2000/01	75	17	91

2.6 Ventes en gros (pour revente)

Au lieu d'être vendue directement aux abonnés par Énergie NB, une portion de l'électricité nécessaire aux usages domestique, général, industriel-distribution et éclairage public est livrée aux deux entreprises municipales de Saint John et d'Edmundston qui la revendent à leurs propres abonnés. Ces entreprises de service public achètent l'électricité d'Énergie NB aux tensions du réseau de transport et la distribuent à leurs propres abonnés.

Pour estimer les besoins en énergie électrique relatifs aux ventes en gros, on prévoit les ventes provinciales totales propres à chacune des quatre catégories d'usage identifiées ci-dessus et on s'appuie sur les données historiques pour déterminer la répartition entre les ventes aux abonnés d'Énergie NB et les ventes en gros. Les ventes effectuées par les entreprises municipales, majorées des pertes de distribution connexes, constituent la charge totale prévue de cette catégorie d'usage.

Les résultats de la prévision des ventes en gros donnent un taux de croissance annuel moyen composé de 3% pour les quinze prochaines années. Le Tableau 2.6 donne les résultats de la prévision.

TABLEAU 2.6

HISTORIQUE ET PRÉVISION DES VENTES
EN GROS (en GW.h)

Année financière	Usage domestique	Usage général	Usage ind. distr.	Éclair. public	Ventes totales
Historique					
1971/72	150	167	36	11	373
1972/73	162	181	42	12	408
1973/74	179	200	46	12	450
1974/75	203	222	51	11	499
1975/76	243	252	57	11	562
1976/77	275	274	62	11	615
1977/78	278	282	64	12	633
1978/79	256	275	58	10	609
1979/80	254	288	58	10	624
1980/81	255	296	58	11	644
1981/82	263	306	60	12	659
1982/83	278	323	58	12	686
1983/84	308	341	60	12	744
1984/85	342	350	61	12	784
1985/86	382	361	62	12	846
Prévision					
1986/87	395	375	63	13	871
1987/88	414	389	65	13	906
1988/89	431	403	67	13	941
1989/90	447	418	68	13	974
1990/91	463	433	70	14	1008
1991/92	478	448	72	14	1041
1992/93	492	463	74	14	1073
1993/94	504	478	76	14	1103
1994/95	516	494	78	15	1134
1995/96	527	510	80	15	1164
1996/97	537	526	82	15	1193
1997/98	546	542	84	16	1222
1998/99	555	559	86	16	1251
99/2000	564	576	88	16	1280
2000/01	572	593	90	17	1308

2.7 Usage industriel-transport

Cette catégorie d'usage comprend près de quarante abonnés industriels à forte consommation ayant chacun leur poste de transformation et alimentés en énergie électrique aux tensions du réseau de transport (69 kV, 138 kV et 230 kV). Les charges raccordées de ces abonnés varient entre près d'un mégawatt et cent mégawatts. Les abonnés de cette catégorie appartiennent à cinq secteurs industriels principaux: la transformation du bois, l'exploitation minière, l'industrie chimique (y compris le raffinage du pétrole), les produits alimentaires et les autres secteurs industriels. Ce secteur se consacre à la transformation des ressources naturelles et la plus grosse partie de la production est exportée. Par conséquent, les besoins en énergie de ces abonnés ont tendance à dépendre de la situation économique mondiale. Cette catégorie d'usage comprend trois genres de ventes (charges): (a) Ventes d'énergie régulière, (b) Ventes d'énergie interruptible et (c) Ventes d'énergie contractuelle.

(a) Ventes d'énergie régulière:

Le terme ventes d'énergie régulière s'applique aux besoins des abonnés à forte consommation de l'usage industriel-transport ayant trait aux quantités de puissance que l'abonné s'engage à acheter et qu'il demande à l'entreprise de lui réserver. Les besoins en énergie régulière, qui représentent plus de 90% des ventes à cette catégorie d'usage, ont augmenté de 4,9% par an entre 1971-72 et 1985-86.

La prévision des ventes d'énergie régulière comporte une analyse (i) des besoins à court terme (trois ans) de chacun des abonnés et (ii) des perspectives de croissance à long terme de la charge.

La prévision des besoins à court terme de chaque abonné se fonde sur (i) un examen de l'accord contractuel en vigueur entre Énergie NB et l'abonné à l'égard de la puissance de pointe réservée par l'abonné, (ii) une analyse des tendances historiques de la charge, (iii) les projets futurs de l'abonné identifiés par le biais de contacts avec ses

experts techniques et ses cadres et (iv) l'effet des tendances économiques sur la demande des produits de l'abonné. Ce rapport ne fait pas mention des données particulières à chacun de ces abonnés.

La prévision des possibilités d'accroissement de la charge à long terme (entre la quatrième et la quinzième année) se base sur des considérations économiques et technologiques, sur la disponibilité des matières premières et sur la demande des produits. Vu la difficulté de prédire le moment où les nouveaux besoins énergétiques se feront sentir dans un avenir relativement lointain, les possibilités d'accroissement de la charge pour chacun des cinq secteurs industriels sont exprimées sous la forme d'un taux annuel de croissance.

Les besoins énergétiques du secteur de la transformation du bois (surtout l'industrie des pâtes et papiers), qui absorbe près des trois quarts du total des ventes d'énergie régulière, devraient augmenter de 1,7% par an entre les années financières 1987-88 et 2000-2001 (voir l'Annexe D pour de plus amples détails). La charge du secteur minier, qui consomme environ 17 pour cent de l'énergie régulière totale, devrait augmenter de 2,8% par an à long terme (voir l'Annexe E). Le taux de croissance prévu des besoins du secteur chimique, calculé principalement sur les possibilités de croissance économique, est de 1,5% par an. Étant donné les possibilités de croissance économique et l'effet des nouvelles technologies, comme les pompes à chaleur[9], sur le secteur alimentaire et les autres industries, leur taux de croissance prévue se situe à 2,5% par an.

Il arrive souvent que les entreprises de service public doivent alimenter de nouvelles charges occasionnées par des changements imprévus au sein des industries établies ou par l'implantation de nouvelles industries. La charge additionnelle possible prévue pour ce genre d'éventualité pendant la période de prévision se monte à 6 MW par an

---

(9) Séminaire sur les pompes à chaleur, Fredericton (N.-B.), mai 1985.

entre la quatrième et la quinzième année, soit une augmentation annuelle d'un peu moins d'un pour cent (1%).

L'augmentation totale de la charge régulière prévue se monte à environ 16,7 MW par an au cours de la période de la prévision. Ce chiffre est à comparer à 19,6 MW par an, valeur enregistrée au cours des quatorze dernières années. Le résultat de la prévision pour chaque secteur industriel se trouve au tableau 2.7. La prévision d'une augmentation annuelle de 3,4% des ventes d'énergie régulière au secteur industriel-transport s'appuie sur une analyse des sources de croissance des ventes à ce secteur.[10]

(b) Énergie contractuelle:

La charge contractuelle comprend un seul abonné qui achète de la vapeur et de l'électricité co-produite par le groupe 2 de la centrale de Courtenay Bay à Saint John.

(c) Énergie interruptible:

Les abonnés de l'usage industriel-transport peuvent acheter de l'énergie interruptible pour remplacer leur propre capacité électrogène. Le volume prévu de 260 GW.h est conforme aux tendances et aux attentes actuelles.

Les résultats de la prévision de la charge globale de l'usage industriel-transport, y compris les ventes d'énergie régulière, contractuelle et interruptible, montrent un taux de croissance annuel moyen composé de 3,1% (Voir tableau 2.8). Cette prévision tient compte de la reprise des ventes après le ralentissement attribuable aux grèves et aux arrêts causés par les conditions du marché pendant la dernière année financière (1985-86).

---

(10) Sources of Growth in Industrial Power Sales (Sources de croissance des ventes d'énergie à l'usage industriel), avril 1986, étude faite par la division Stratégie du développement d'Énergie NB.

TABLEAU 2.7

USAGE INDUSTRIEL-TRANSPORT
PRÉVISION DE LA CHARGE RÉGULIÈRE PAR SECTEUR INDUSTRIEL

ANNÉE FINANCIÈRE SE TERMINANT LE 31 MARS

SECTEUR\ANNÉE:	1987	1988	1989	1990	1991	...	1996	...	2001
Transformation du bois:									
Chge de pte (MW)	386.1	386.1	389.6	398.7	407.7		442.7		477.7
Fact. d'util.(%)	84.8	87.2	88.0	88.0	88.0		88.0		88.0
Énergie (GW.h)	2868.1	2948.5	3004.5	3073.5	3142.5		3412.5		3682.5
Mines :									
Chge de pte (MW)	101.2	105.2	106.2	108.8	112.2		129.2		146.2
Fact. d'util.(%)	71.9	72.0	73.5	74.0	74.0		74.0		74.0
Énergie (GW.h)	637.3	663.6	683.5	705.5	727.5		837.5		947.5
Produits chimiques:									
Chge de pte (MW)	39.9	40.1	40.1	40.7	41.3		44.5		47.9
Fact. d'util.(%)	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0		74.0		74.0
Énergie (GW.h)	258.7	259.8	259.8	263.8	267.8		288.5		310.8
Produits alimentaires et autres produits:									
Chge de pte (MW)	27.4	27.9	27.9	28.6	29.3		33.2		37.5
Fact. d'util.(%)	42.8	43.2	43.5	43.5	43.5		43.5		43.5
Énergie (GW.h)	102.7	105.7	106.2	109.0	111.7		126.4		143.0
Total partiel:									
Chge de pte (MW)	554.6	559.3	563.8	576.8	590.5		649.5		709.3
Fact. d'util.(%)	79.6	81.2	82.1	82.2	82.2		82.0		81.8
Énergie (GW.h)	3866.8	3977.6	4054.1	4151.8	4249.5		4664.9		5083.8
Allocation pour développement futur:									
Chge de pte (MW)				6.0	12.0		42.0		72.0
Fact. d'util.(%)				80.0	80.0		80.0		80.0
Énergie (GW.h)				42.0	84.1		294.3		504.6
Total:									
Chge de pte (MW)	554.6	559.3	563.8	582.8	602.5		691.5		781.3
Fact. d'util.(%)	79.6	81.2	82.1	82.1	82.1		81.9		81.6
Énergie (GW.h)	3866.8	3977.6	4054.1	4193.9	4333.6		4959.2		5588.4

TABLEAU 2.8

HISTORIQUE ET PRÉVISION DES VENTES
À L'USAGE INDUSTRIEL-TRANSPORT
(en GW.h)

Année financière	Énergie régulière	Énergie contract.	Énergie interrupt.	Ventes totales
Historique				
1971/72	1752	382	42	2176
1972/73	2005	388	61	2454
1973/74	2089	331	89	2509
1974/75	2232	320	99	2651
1975/76	2254	53	74	2381
1976/77	2666	75	116	2857
1977/78	2758	80	140	2978
1978/79	2872	68	168	3108
1979/80	2630	25	198	2853
1980/81	2933	75	293	3301
1981/82	2957	62	229	3248
1982/83	2517	46	233	2796
1983/84	3221	66	283	3570
1984/85	3596	70	277	3943
1985/86	3385	72	280	3737
Prévision				
1986/87	3867	73	260	4200
1987/88	3978	73	260	4311
1988/89	4054	73	260	4387
1989/90	4194	73	260	4527
1990/91	4334	73	260	4667
1991/92	4458	73	260	4791
1992/93	4583	73	260	4916
1993/94	4709	73	260	5042
1994/95	4834	73	260	5167
1995/96	4959	73	260	5292
1996/97	5085	73	260	5418
1997/98	5210	73	260	5543
1998/99	5336	73	260	5669
99/2000	5462	73	260	5795
2000/01	5588	73	260	5921

RÉSULTATS DE LA PRÉVISION

RÉSULTATS DE LA PRÉVISION

3.1 Remarques générales

On calcule les besoins globaux en énergie de la province (alimentation nette du réseau) en faisant le total des ventes à chacune des six catégorie d'abonnements et des pertes de réseau. Il s'agit des pertes qui ont lieu pendant le transport et la distribution de l'énergie. Le volume de ces pertes est évalué par la division Planification du réseau d'Énergie NB.

Afin de pouvoir utiliser la prévision des charges d'une manière efficace dans le processus de planification globale de l'entreprise, il faut connaître la répartition mensuelle de la consommation d'énergie. On s'appuie sur les tendances historiques et sur la nature de la croissance prévue afin de ventiler les charges annuelles prévues pour chaque catégorie d'usage en valeurs mensuelles. Un aperçu de la prévision de la charge mensuelle apparaît à la section 3.3.

La date de la mise en construction et en exploitation de nouvelles installations dépend en grande partie de l'appel horaire maximal du réseau et de ses composantes. Le facteur le plus important pour déterminer l'appel maximal est le facteur d'utilisation correspondant. On trouvera à la section 3.4 un état de la prévision des facteurs d'utilisation et de l'appel horaire maximal.

3.2 Prévision annuelle

Le tableau 3.1 donne l'historique et la prévision des ventes aux six catégorie d'abonnements, les pertes de courant de ligne, l'alimentation nette au réseau, l'apel maximal horaire et le facteur d'utilisation annuel. Les figures 3.1 et 3.2 illustrent aussi l'historique et la prévision de l'alimentation nette du réseau et de l'appel maximal horaire.

TABLEAU 3.1

PRÉVISION ANNUELLE DE L'ÉNERGIE, DE L'APPEL MAXIMAL ET DU FACTEUR D'UTILISATION

ANNÉE FINANCIÈRE	ALIMENTATION EN ÉNERGIE À L'INTERIEUR DE LA PROVINCE (en GW.h) DOMESTIQUE	GÉNÉRAL	ÉCLAIR. PUBLIC	IND. DISTR.	IND. TRANS.	VENTES EN GROS	PERTES	ALIM. NETTE	APPEL MAX. HR. (en MW)	FACTEUR D'UTIL. ANNUEL (%)
HISTORIQUE										
1971/72	785	540	25	199	2176	373	315	4403	736	68.3
1972/73	911	618	27	199	2454	408	391	5008	827	69,1
1973/74	1072	695	30	205	2509	450	515	5476	944	66,2
1974/75	1284	775	35	217	2651	499	682	6143	1027	68,3
1975/76	1554	872	39	238	2381	562	743	6389	1100	66,3
1976/77	1809	935	42	251	2857	615	754	7263	1316	63,0
1977/78	1905	984	44	255	2978	633	745	7544	1320	65,2
1978/79	2010	1072	47	283	3108	609	783	7912	1430	63,2
1979/80	1975	1118	49	306	2853	624	698	7623	1404	62,0
1980/81	2057	1165	50	321	3301	644	722	8260	1490	63,3
1981/82	2119	1169	51	293	3248	659	836	8375	1587	60,2
1982/83	2226	1184	52	283	2796	686	742	7969	1438	63,3
1983/84	2484	1227	53	311	3570	744	872	9261	1702	62,1
1984/85	2715	1283	55	337	3943	784	886	10003	1834	62,3
1985/86	2981	1347	56	351	3737	846	936	10255	2001	58,5
PRÉVISION										
1986/87	3104	1401	57	360	4201	871	916	10911	2071	60,1
1987/88	3251	1453	59	369	4312	906	952	11302	2141	60,3
1988/89	3382	1506	60	378	4388	941	984	11639	2205	60,3
1989/90	3506	1560	61	388	4528	974	1019	12036	2283	60,2
1990/91	3632	1615	62	398	4668	1008	1055	12438	2363	60,1
1991/92	3751	1671	63	408	4792	1041	1088	12815	2438	60,0
1992/93	3861	1728	65	419	4917	1073	1121	13184	2511	59,9
1993/94	3960	1785	66	429	5043	1103	1152	13538	2580	59,9
1994/95	4050	1844	67	440	5168	1134	1183	13886	2648	59,9
1995/96	4134	1903	68	451	5293	1164	1212	14225	2714	59,8
1996/97	4211	1963	69	463	5419	1193	1241	14560	2776	59,9
1997/98	4284	2025	71	475	5544	1222	1270	14890	2839	59,9
1998/99	4355	2087	72	487	5670	1251	1298	15220	2902	59,9
99/2000	4424	2149	73	499	5796	1280	1326	15548	2963	59,9
2000/01	4490	2214	75	512	5922	1308	1354	15875	3025	59,9
TAUX DE CROISSANCE ANNUEL (% / AN)										
1972-1986	10,00	6,74	5,96	4,53	5,94	6,02	8,09	6,23	7,41	-1,19
1986-2001	2,77	3,37	1,92	2,54	3,12	2,95	2,49	2,96	2,79	0,16

Le tableau 3.2 donne les ventes à chaque catégorie d'abonnements au cours de l'année financière 1985-86, la croissance prévue pour la période et les ventes pour l'année se terminant le 31 mars 2001. La figure 3.3 illustre l'évolution de la proportion respective des ventes à chaque principale catégorie d'abonnements.

TABLEAU 3.2

RÉSUMÉ DES PRÉVISIONS DE CROISSANCE

	DOMES-TIQUE	GÉNÉRAL	ÉCLAIR. PUBLIC	IND. DISTR.	IND. TRANS.	VENTES EN GROS	PERTES	ALIM. NETTE
VENTES 1986-87 (GW.h)	2981	1347	56	351	3737	846	936	10255
% DE L'ALIMENTATION NETTE	29,1	13,1	0,5	3,4	36,4	8,3	9,1	100,0
CROISSANCE D'ICI 2000-01	1509	867	19	161	2185	462	418	5620
% DE LA CROISSANCE DE L'ALIMENTATION NETTE	26,9	15,4	0,3	2,9	38,9	8,2	7,4	100,0
VENTES 2000-01 (GW.h)	4490	2214	75	512	5922	1308	1354	15875
% DE L'ALIMENTATION NETTE	28,3	13,9	0,5	3,2	37,3	8,2	8,5	100,0

FIGURE 3.1

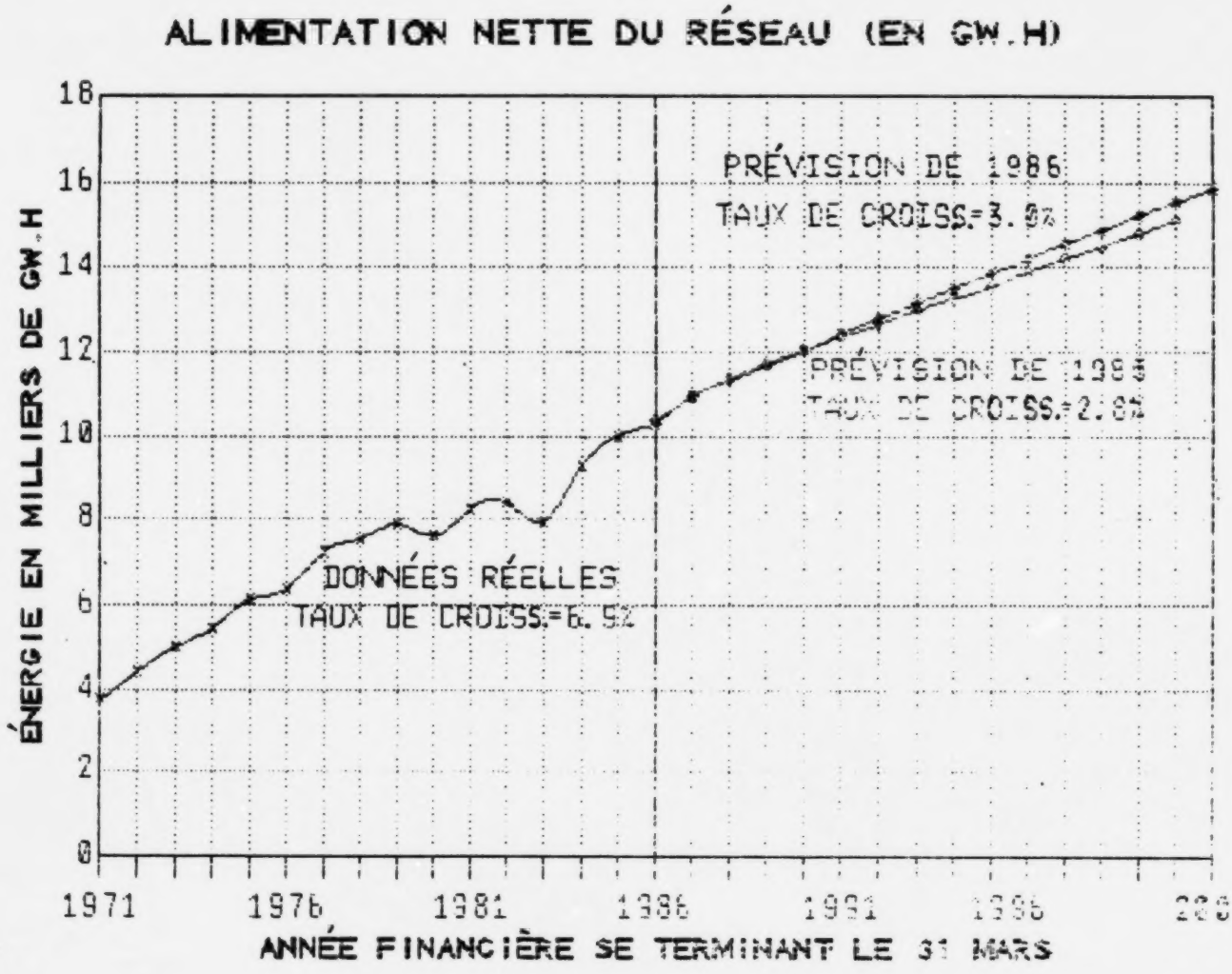

ALIMENTATION NETTE DU RÉSEAU (EN GW.H)
ÉNERGIE EN MILLIERS DE GW.H
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
PRÉVISION DE 1986
TAUX DE CROISS.=3.0%
PRÉVISION DE 1986
TAUX DE CROISS.=2.0%
DONNÉES RÉELLES
TAUX DE CROISS.=6.5%
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001
ANNÉE FINANCIÈRE SE TERMINANT LE 31 MARS

FIGURE 3.2

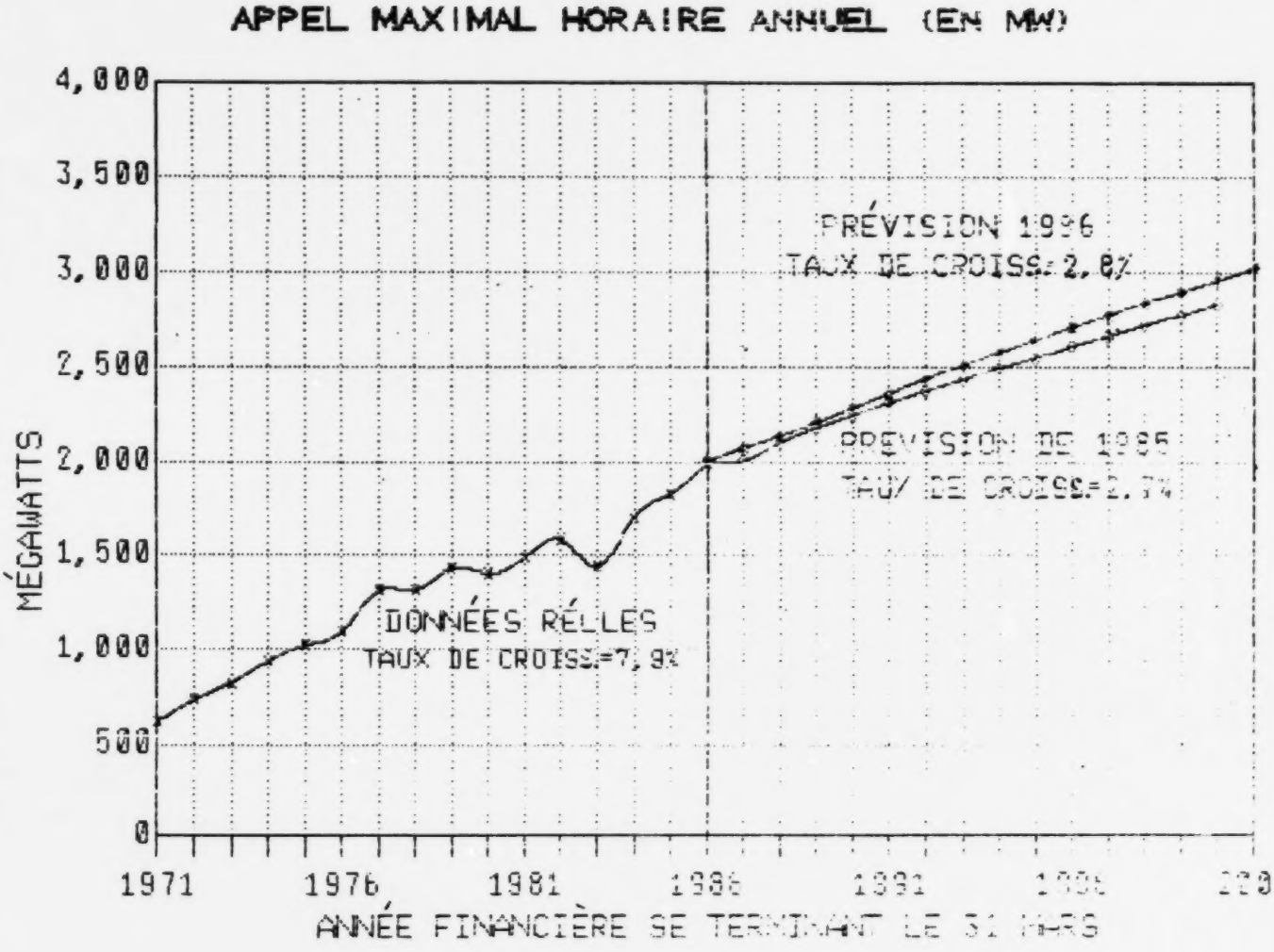
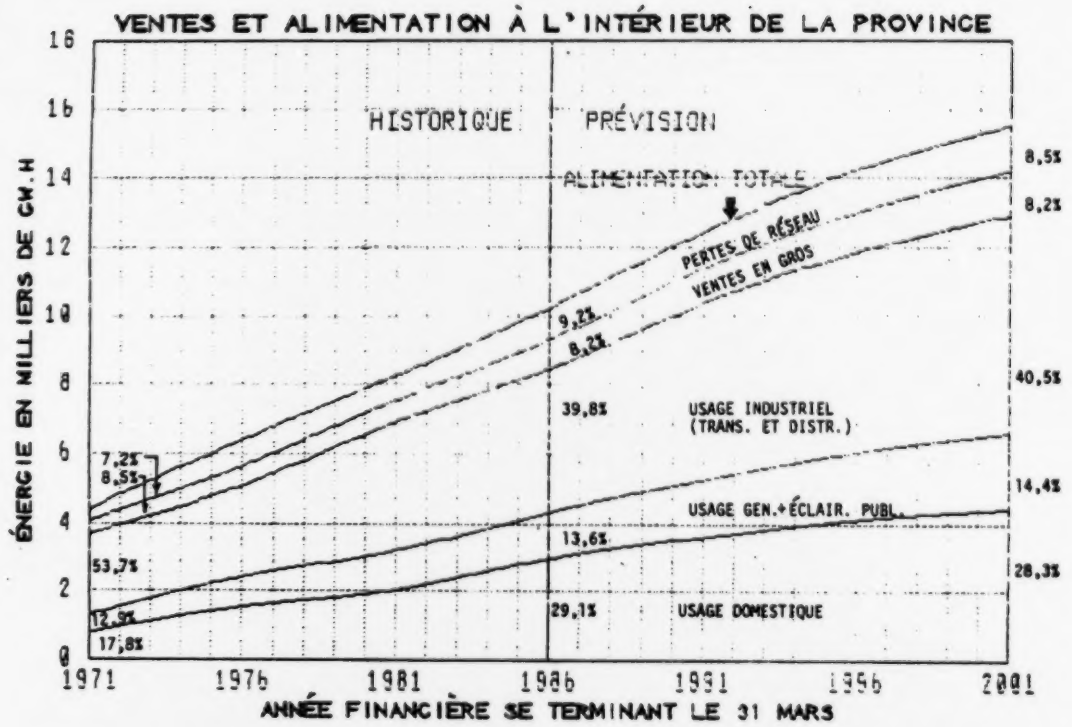

APPEL MAXIMAL HORAIRE ANNUEL (EN MW)
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
MÉGAWATTS
PRÉVISION 1986
TAUX DE CROISS.=2,8%
PRÉVISION DE 1985
TAUX DE CROISS.=2,7%
DONNÉES RÉELLES
TAUX DE CROISS.=7,9%
1971
1976
1981
1986
1991
ANNÉE FINANCIÈRE SE TERMINANT LE 31 MARS

FIGURE 3.3


VENTES ET ALIMENTATION À L'INTÉRIEUR DE LA PROVINCE
HISTORIQUE
PRÉVISION
ALIMENTATION TOTALE
PERTES DE RÉSEAU
VENTES EN GROS
USAGE INDUSTRIEL (TRANS. ET DISTR.)
USAGE GEN.+ÉCLAIR. PUBL.
USAGE DOMESTIQUE
ÉNERGIE EN MILLIERS DE GW.H
ANNÉE FINANCIÈRE SE TERMINANT LE 31 MARS
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001
0
2
4
6
8
10
12
14
16
7,2%
8,5%
9,2%
8,2%
8,5%
8,2%
53,7%
39,8%
40,5%
13,6%
14,4%
12,5%
17,8%
29,1%
28,3%

3.3 Prévision de la charge mensuelle

La prévision de la charge mensuelle domestique se base sur des données historiques, corrigées selon la température, relatives aux ventes effectuées pendant l'année financière la plus récente et sur la répartition de la croissance prévue de la charge totale entre le chauffage des locaux et ses autres composantes. L'augmentation de charge attribuable à une augmentation prévue des besoins du chauffage électrique des locaux pour une année donnée est répartie en mois de chauffage d'après une analyse de la consommation des abonnés. L'augmentation de charge qui n'a pas trait au chauffage des locaux est répartie uniformément entre les douze mois de l'année.

D'après les données historiques corrigées selon la température, les ventes à l'usage général et les ventes à l'éclairage public se répartissent de façon uniforme. La charge annuelle prévue de ces deux catégories a été répartie sur douze mois d'après une analyse des tendances historiques.

Environ quarante pour cent de la charge des ventes en gros sont destinés aux abonnés domestiques; cette charge est donc sensible à la croissance de la charge relative au chauffage des locaux. La portion domestique de la charge des ventes en gros est ainsi répartie de la même manière que les ventes aux abonnés domestiques d'Énergie NB, tandis que la charge additionnelle qui reste est répartie uniformément sur toute l'année.

La charge des usages industriel-distribution et industriel-transport a été répartie d'après une analyse des tendances historiques. Cependant, en déterminant la tendance historique, on a éliminé toute donnée jugée anormale parce que résultant de conditions exceptionnelles comme des grèves ou des fermetures causées par la situation économique.

On a augmenté le volume des ventes mensuelles aux tensions de distribution, c'est-à-dire aux usages domestique, général, éclairage public et industriel-distribution, dans le calcul de l'alimentation totale relative à ces abonnés afin de tenir compte des pertes de distribution. Cette correction est basée sur la moyenne mensuelle historique du rapport entre l'alimentation et les ventes calculée sur une période de cinq ans.

La charge mensuelle totale à l'intérieur de la province (Tableau 3.3) comprend l'alimentation aux tensions de distribution, la charge de l'usage industriel-transport et des ventes en gros aux tensions de transport et une marge pour les pertes de transport.

TABLEAU 3.3

ALIMENTATION MENSUELLE NETTE DU RÉSEAU (en GW.h)

AN/MOIS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.	JAN.	FÉVR.	MARS	TOTAL
1985/86	833	786	684	656	697	692	809	893	1054	1122	1026	1003	10255
1986/87	890	820	729	733	747	759	864	941	1114	1187	1079	1047	10911
1987/88	936	858	762	750	764	778	892	972	1157	1229	1118	1087	11302
1988/89	968	882	780	766	780	797	919	1001	1198	1268	1155	1125	11639
1989/90	1004	910	804	788	802	821	951	1036	1243	1312	1197	1169	12036
1990/91	1040	939	828	810	824	846	983	1071	1289	1356	1239	1212	12438
1991/92	1074	965	850	831	844	869	1014	1103	1332	1399	1280	1254	12815
1992/93	1108	992	872	851	865	891	1044	1135	1374	1439	1318	1294	13184
1993/94	1140	1017	893	872	885	913	1072	1166	1415	1478	1355	1332	13538
1994/95	1171	1042	914	892	905	935	1100	1196	1454	1516	1391	1369	13886
1995/96	1202	1067	935	912	925	957	1127	1225	1491	1553	1426	1406	14225
1996/97	1232	1091	956	932	945	978	1154	1254	1529	1588	1460	1441	14560
1997/98	1261	1116	977	952	964	999	1181	1283	1565	1623	1494	1476	14890
1998/99	1291	1140	998	972	984	1021	1207	1311	1601	1659	1527	1510	15220
99/2000	1320	1164	1019	992	1005	1042	1234	1339	1637	1693	1560	1544	15548
2000/01	1349	1188	1040	1013	1025	1064	1260	1367	1672	1728	1593	1578	15875

3.4 Appel horaire maximal mensuel

On a examiné les facteurs d'utilisation mensuels enregistrés pendant les cinq dernières années relativement à l'alimentation aux tensions de distribution et aux ventes en bloc aux tensions de transport. Il n'a pas été possible d'établir de tendances spécifiques relatives à ces deux groupes de facteurs d'utilisation. On s'est servi de la moyenne des facteurs d'utilisation enregistrés pendant les cinq dernières années pour déterminer l'appel maximal non coïncident relatif aux ventes en gros et aux tensions de distribution.

Le calcul des facteurs d'utilisation pour les abonnés desservis aux tensions de transport se base sur l'analyse et la projection des besoins de chaque abonné pour les trois premières années de la prévision. On fait une projection du facteur d'utilisation pour chacun des cinq principaux secteurs industriels pour la période allant de l'année quatre à l'année quinze. La prévision comprend aussi une charge additionnelle à un facteur d'utilisation annuel de 80 pour cent pour tenir compte des aménagements industriels imprévus. Ces données forment la base de la prévision de l'appel maximal industriel non coïcident présentée au Tableau 2.7. Enfin, 12 MW additionnels pour alimenter la charge contractuelle et 30 MW pour alimenter la charge interruptible sont compris dans la prévision de l'appel maximal.

L'appel maximal non coïncident total obtenu en faisant la somme des composantes industrielles et variables est corrigé pour tenir compte de la diversité et ensuite converti pour donner l'appel horaire maximal. Ces deux corrections se basent sur des rapports historiques. Le Tableau 3.4 présente les résultats de la prévision de l'appel horaire maximal du réseau.

TABLEAU 3.4

APPEL MAXIMAL HORAIRE NET DU RÉSEAU (en MW)

AN/MOIS	AVR.	MAI	JUIN	JUIL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DÉC.	JAN.	FÉVR.	MARS	MAX.
1985/86	1496	1389	1252	1216	1193	1254	1405	1674	1881	2001	1919	1825	2001
1986/87	1653	1566	1404	1336	1346	1399	1567	1735	1982	2071	2033	1851	2071
1987/88	1733	1631	1458	1373	1372	1431	1617	1788	2057	2141	2105	1920	2141
1988/89	1786	1670	1487	1398	1396	1461	1663	1838	2128	2205	2171	1984	2205
1989/90	1852	1723	1531	1437	1435	1505	1723	1902	2211	2283	2251	2061	2283
1990/91	1920	1777	1575	1477	1474	1550	1784	1967	2295	2363	2332	2139	2363
1991/92	1983	1827	1616	1514	1510	1592	1841	2027	2375	2438	2409	2213	2438
1992/93	2045	1877	1657	1551	1547	1634	1897	2087	2453	2511	2484	2285	2511
1993/94	2104	1925	1697	1588	1583	1674	1951	2144	2528	2580	2554	2354	2580
1994/95	2162	1972	1737	1624	1618	1715	2003	2200	2600	2648	2624	2421	2648
1995/96	2219	2019	1776	1661	1654	1754	2055	2255	2670	2714	2690	2485	2714
1996/97	2273	2063	1814	1696	1689	1793	2104	2307	2737	2776	2754	2547	2776
1997/98	2327	2108	1853	1733	1725	1832	2153	2360	2805	2839	2818	2609	2839
1998/99	2381	2153	1892	1769	1760	1871	2203	2412	2871	2902	2882	2670	2902
99/2000	2435	2198	1931	1806	1796	1911	2252	2464	2936	2963	2944	2731	2963
2000/01	2488	2243	1970	1843	1833	1950	2301	2516	3001	3025	3007	2791	3025

PRÉVISION DES ÉVENTUALITÉS

PRÉVISION DES ÉVENTUALITÉS

4.1 Remarques générales

Il est à peu près certain que les besoins réels en électricité pendant les quinze années à venir différeront du niveau prévu dans le cas de référence (prévision de 1986). Il existe deux facteurs principaux contribuant à l'incertitude de la prévision: (i) Des erreurs d'évaluation des valeurs futures des variables qui influencent la demande d'électricité (le total de la population, par exemple); (ii) Des erreurs d'évaluation de l'effet futur des variables sur les besoins en électricité. On s'attend à ce que le degré d'incertitude soit plus élevé dans le cas des prévisions ayant trait aux dernières années de la période visée.

4.2 Facteurs d'incertitude principaux

Les facteurs qui pourraient avoir un effet important sur la charge prévue et sur les hypothèses de la prévision connexes sont présentés ci-dessous:

	Hypothèses du cas de référence (prévision de 86)	Autres scénarios possibles
Prix mondial du pétrole	Augmentation graduelle jusqu'à 30 $US/baril d'ici l'année 2000.	Reste au niveau actuel de 10-15 $US/baril ou remonte rapidement jusqu'à 30 $US/baril.
Gaz naturel	Pas disponible avant l'année 2000.	Disponible en 1994.
Croissance économique	Taux de croissance moyenne de 2% par an.	Taux de croissance moyens de 1% ou 3% par an.
Croissance démographique	Augmentation moyenne de 4000 personnes.	± 2000 personnes par an.

Les effets des autres scénarios possibles sont décrits dans les paragraphes ci-dessous, tandis que le tableau 4.1 donne une évaluation de ces effets sur la prévision des charges.

Prix mondial du pétrole: Le cas de référence (présente prévision) se base sur l'hypothèse que le prix mondial du pétrole, qui a récemment connu un déclin abrupt, remontera graduellement. Il est cependant possible que ce prix reste à son niveau «bas» actuel (10-15 $US/baril) ou qu'il remonte rapidement à un niveau élevé (environ 30 $US/baril). On s'attend à ce que les fluctuations du prix du pétrole aient des conséquences directes sur le marché du chauffage électrique des locaux en particulier et influencent dans une certaine mesure l'utilisation des électrotechnologies nouvelles dans le secteur industriel.

Gaz naturel: Le cas de référence se base sur l'hypothèse que le gaz naturel n'aura pas d'effet sur les charges électriques au cours des quinze prochaines années. Il n'est cependant pas entièrement exclu que le gaz naturel devienne disponible dans certaines régions du Nouveau-Brunswick vers 1994. Les calculs effectués aux fins de la présente analyse tiennent compte de l'effet de l'introduction du gaz naturel sur les charges relatives au chauffage des nouvelles habitations dans la moitié de la province.

Croissance économique: En ce qui concerne les services consommateurs d'électricité, la demande dépend du niveau d'activité économique de la province. Une mesure de l'activité économique, soit le Produit intérieur provincial réel (P.I.P.R.), est une des données de la prévision. Le niveau de l'activité économique est influencé par les évènements sur la scène provinciale, nationale et internationale. La fluctuation du prix du pétrole, par exemple, pourrait avoir un effet considérable sur la croissance économique du Nouveau-Brunswick. La présente analyse des éventualités tient compte des taux de croissance économique annuels supérieurs ou inférieurs de 1% au cas de référence.

Croissance démographique: Les projections démographiques utilisées dans le cas de référence sont basées sur un taux nul de migration nette pendant la période visée par la prévision. L'analyse des données historiques indique que des changements des niveaux de migration pourraient mener à des fluctuations de population de l'ordre de ± 2000 par an.

TABLEAU 4.1

VARIATION DU CAS DE RÉFÉRENCE (PRÉVISION) D'ICI 2000

	Effets sur l'alimentation du réseau		Effets sur l'appel maximal horaire	
	GW.h	TAUX DE CROISSANCE ANNUEL (%)	MW	TAUX DE CROISSANCE ANNUEL (%)
Prix du pétrole	+ 407	+0,17	+147	+0,33
	- 999	-0,44	-295	-0,70
Gaz naturel	- 290	-0,12	- 85	-0,20
Croissance économique	-1077	+0,45	+211	+0,45
	-1025	-0,45	-198	-0,45
Croissance démographique	± 347	±0,15	±120	±0,27

4.3 Autres scénarios possibles

Les prévisions basées sur les scénarios de taux de croissance inférieurs ou supérieurs à ceux du cas de référence (prévision) sont présentées au tableau 4.2 et aux figures 4.1 et 4.2. Ces prévisions tiennent compte d'augmentations de charge futures supérieures ou inférieures de 1% à celles du cas de référence. Ces prévisions de rechange reflètent la plage de variation découlant d'un concours d'évènements qui pourrait mener à soit une augmentation soit une réduction de la charge prévue dans le cas de référence.

TABLEAU 4.2

PLAGE DE VARIATION DE LA PRÉVISION

	ALIMENTATION NETTE DU RÉSEAU			APPEL MAXIMAL HORAIRE		
ANNÉE FINANCIÈRE	CROISSANCE PLUS LENTE	CAS DE RÉFÉRENCE	CROISSANCE PLUS RAPIDE	CROISSANCE PLUS LENTE	CAS DE RÉFÉRENCE	CROISSANCE PLUS RAPIDE
1985-86 (Chiffres réels)	10255	10255	10255	2001	2001	2001
1986-87	10808	10911	11014	2051	2071	2071
1987-88	11088	11302	11519	2100	2141	2182
1988-89	11307	11639	11977	2142	2205	2270
1989-90	11580	12036	12506	2196	2283	2372
1990-91	11851	12438	13048	2251	2363	2479
1991-92	12092	12815	13574	2300	2438	2583
1992-93	12319	13184	14100	2346	2511	2686
1993-94	12527	13538	14620	2387	2580	2787
1994-95	12723	13886	15142	2426	2648	2888
1995-96	12907	14225	15664	2462	2714	2989
1996-97	13081	14560	16188	2493	2776	3087
1997-98	13248	14890	16818	2525	2839	3188
1998-99	13409	15220	17256	2556	2909	3290
99-2000	13563	15548	17800	2584	2963	3393
2000-01	13713	15875	18352	2612	3025	3497

FIGURE 4.1

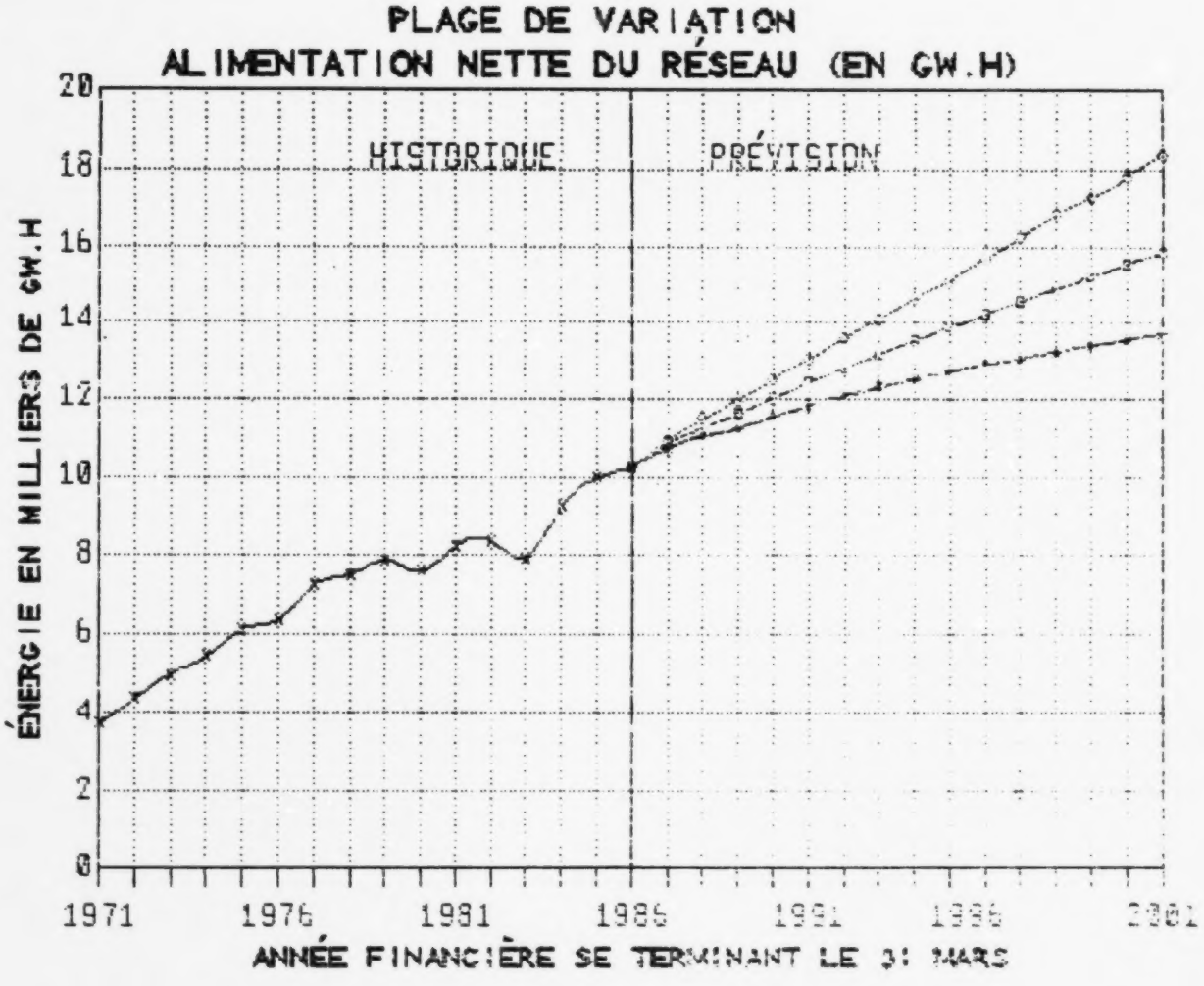
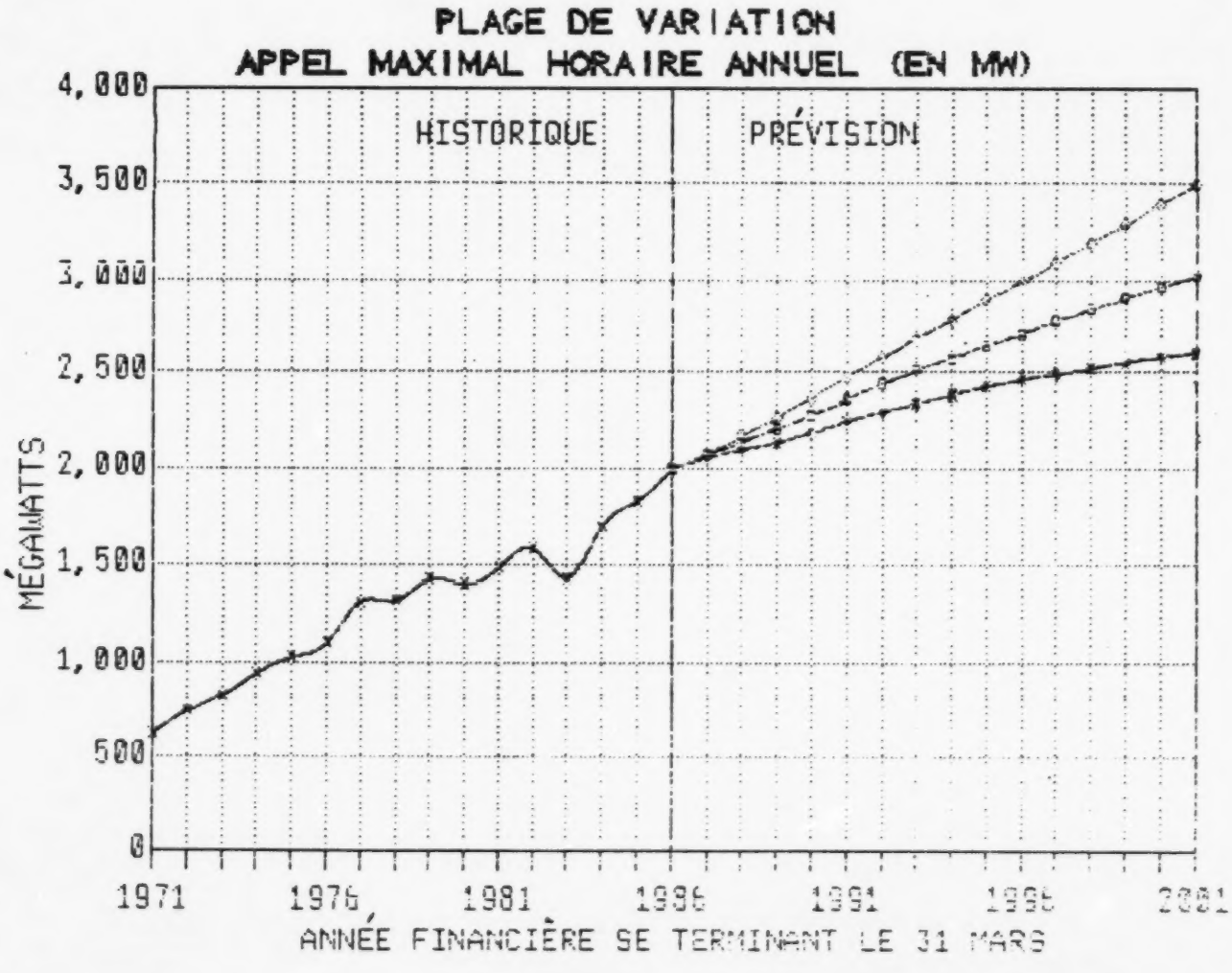

PLAGE DE VARIATION
ALIMENTATION NETTE DU RÉSEAU (EN GW.H)
HISTORIQUE
PRÉVISION
ÉNERGIE EN MILLIERS DE GW.H
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001
ANNÉE FINANCIÈRE SE TERMINANT LE 31 MARS

FIGURE 4.7


PLAGE DE VARIATION
APPEL MAXIMAL HORAIRE ANNUEL (EN MW)
HISTORIQUE
PRÉVISION
MÉGAWATTS
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
1971
1976
1981
1986
1991
1996
2001
ANNÉE FINANCIÈRE SE TERMINANT LE 31 MARS

POSSIBILITÉS DE COMMERCIALISATION EXTERNE

POSSIBILITÉS DE COMMERCIALISATION EXTERNE

5.1 Historique:

Les ventes de puissance et d'énergie aux marchés situés en dehors du territoire d'Énergie NB ont connu une augmentation constante au cours des quinze dernières années. Ces ventes externes, rendues possibles par le vaste réseau d'interconnexions d'Énergie NB, sont faites aux réseaux voisins du Canada comme des États-Unis.

La croissance des ventes externes est attribuable à deux facteurs principaux, soit la différence entre la demande d'été et d'hiver relativement à la charge interne d'Énergie NB et la disponibilité d'énergie excédentaire en provenance d'Hydro-Québec. L'énergie mise en vente par Énergie NB provient d'une capacité de production dont l'entreprise a besoin pour alimenter la demande d'hiver, mais qui devient excédentaire en période hors-pointe. L'accès à l'énergie peu coûteuse d'Hydro-Québec permet à Énergie NB d'alimenter une partie de sa charge à partir de cette source, ce qui libère une portion de la production de son réseau pour les ventes à l'extérieur du Nouveau-Brunswick.

La croissance historique des ventes externes, bien que continue, n'a pas suivi un rythme constant. En effet, les ventes aux marchés extérieurs dépendent non seulement des excédents disponibles d'Énergie NB, mais aussi des besoins de cette clientèle. Elles ont fait un bond considérable en 1976-77, l'année de la première vente de participation de la production de la centrale de Coleson Cove à Maine Electric Power Company. De même en 1983-84, année qui a marqué le début des ventes de participation de la production de Point Lepreau 1 à diverses entreprises de la Nouvelle-Angleterre, les ventes externes ont été pratiquement le double de celles effectuées en 1982-83. Il a été possible de vendre la production de Coleson Cove parce que le marché en question avait besoin de puissance et d'énergie à un prix raisonnable pour la charge de base et la charge intermédiaire. D'autre part, l'achat des droits à la production de Point Lepreau répondait, à un premier stade, au besoin de remplacer le mazout par de l'énergie peu coûteuse et ensuite de se procurer de la puissance et de l'énergie.

Le tableau 5.1 donne l'historique des ventes aux marchés externes.

5.2 Objectifs:

L'objectif principal des activités de commercialisation à l'extérieur du Nouveau-Brunswick est de tirer le maximum de bénéfice des ventes de puissance et d'énergie excédentaires en vertu des contrats en vigueur et de conclure de nouvelles ententes.

Pour réaliser cet objectif, il est préférable d'augmenter le volume des ventes d'énergie régulière et contractuelle, en quel cas les quantités d'énergie sont garanties et les revenus assurés, plutôt que de se fier aux ventes d'énergie interruptible qui ne comportent pas d'obligation d'achat. Par exemple, la conclusion de la vente d'un droit à 230 MW de la production de Point Lepreau assure un certain niveau de revenu à Énergie NB en même temps qu'elle diminue les risques financiers encourus par Énergie NB en cas de mauvais fonctionnement de la centrale.

5.3 Ventes contractuelles futures:

La prévision du niveau futur des ventes doit tenir compte des quatre points suivants:

1. Les engagements et les obligations contractuelles déjà en vigueur.

2. La nature et le niveau prévu des besoins des marchés externes.

3. La quantité de puissance et(ou) d'énergie excédentaires disponibles à Énergie NB pour satisfaire les besoins des marchés externes.

4. La capacité des interconnexions qui desservent les marchés externes.

À l'heure actuelle, Énergie NB vend 230 MW de puissance et d'énergie associée en provenance de Point Lepreau. Ce contrat est en vigueur jusqu'au 31 octobre 1988 et pendant les trois années suivantes les acheteurs de la Nouvelle-Angleterre ont l'option de reconduire ce contrat jusqu'au 31 octobre 1991.

Les ententes d'achat de puissance conclues avec Maritime Electric Company Ltd, Central Maine Power Company et Bangor Hydro Electric Company respectivement pour la vente d'un total de 200 mégawatts de puissance et d'énergie associée sont en vigueur jusqu'au 31 octobre 1991.

En février 1982, Énergie NB a vendu une participation de 10% à la propriété de la tranche 2 de la centrale de Dalhousie. Énergie NB jouira des revenus d'exploitation associés à cette vente de 20 MW aussi longtemps que la tranche en question continuera en service.

Une entente pour la vente de jusqu'à 10 MW de puissance à Eastern Maine Electric Cooperative, Inc. a été conclue en 1981 pour prendre fin le 31 octobre 1991.

La dernière entente, entrée en vigueur le 1er décembre 1985, concernait la vente de 50 MW de puissance à Central Maine Power Company. Ce contrat expire le 31 octobre 1986, mais il prévoit la possibilité d'une prolongation de deux ans.

5.4 Possibilités de ventes futures:

La croissance continue de la charge en Nouvelle-Angleterre, alors que très peu de centrales sont en construction dans cette région, indique des possibilités considérables de ventes de puissance et d'énergie en provenance d'Énergie NB. L'existence de cette clientèle pourrait même permettre à Énergie NB d'avancer la date de construction de nouvelles installations de production au début des années 1990 et de produire de l'électricité à partir de combustibles de remplacement, probablement le charbon. Cette stratégie aurait pour résultat de réduire encore la dépendance de l'entreprise à l'égard du pétrole.

D'après les indications fournies par les trois entreprises principales de l'état du Maine, leurs besoins combinés se chiffreraient à 250 mégawatts de puissance additionnelle aux environs de 1991.

Depuis l'interconnexion de son réseau avec celui d'Énergie NB en 1977, Maritime Electric Co. Ltd. a augmenté ses achats d'électricité du Nouveau-Brunswick au point qu'à l'heure actuelle son alimentation en électricité provient presque exclusivement du Nouveau-Brunswick. Les besoins permanents en énergie, d'un volume actuel de 590 GW.h par an, de Maritime Electric Co. Ltd. et ses besoins de puissance additionnelle vers la fin des années 1980 donnent à Énergie NB un marché éventuel pour la vente de la puissance et de l'énergie jusqu'aux années 1990.

Il ressort de ces considérations qu'Énergie NB prévoit pouvoir vendre jusqu'à trois milliards de kilowattheures par an sur les marchés externes au début des années 1990. À l'avenir, ces niveaux de ventes externes seront pris en considération dans la prévision des besoins de production de l'entreprise.

TABLEAU 5.1

HISTORIQUE DES VENTES AUX MARCHÉS EXTERNES (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES DE PARTICIPATION	ÉNERGIE RÉGULIÈRE	ÉNERGIE INTERRUPTIBLE	VENTES TOTALES
1970-71			350	350
1971-72		201	353	554
1972-73		208	879	1087
1973-74		262	1346	1608
1974-75		313	1014	1327
1975-76		366	969	1335
1976-77	1595	192	1239	3026
1977-78	2523	0	913	3436
1978-79	1868	0	969	2837
1979-80	2577	0	1749	4326
1980-81	1860	0	1912	3772
1981-82	628 *	0	2025	2653
1982-83	821 *	0	2832	3653
1983-84	2551 *	0	3833	6384
1984-85	2491 *	0	3604	6095
1985-86	2190 *	6	5076	7272

* Y compris les ventes à MECL à partir de sa part de la tranche 2 de la centrale de Dalhousie.

ANNEXES À LA

PRÉVISION DES CHARGES DE 1986

ANNEXE A

NOMBRE D'ABONNEMENTS

Le modèle «par usage» utilisé pour la prévision des besoins de l'usage domestique nécessite une prévision du nombre d'abonnements permanents (ménages) et de la consommation par abonnement. La présente annexe décrit la méthodologie de prévision du nombre d'abonnements, tandis que celle de la consommation par abonnement fait l'objet de l'annexe suivante (Annexe B).

Le taux de croissance historique des abonnés permanents d'Énergie NB dépend de deux facteurs: (1) La croissance démographique et (2) Le nombre de personnes par ménage. Pendant la période commençant en 1971-72 (année financière) et se terminant en 1985-86, la population du Nouveau-Brunswick est passée de 636 400 à 719 400, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 0,9%. Au cours de ces quatorze années, le nombre d'abonnements domestiques permanents a progressé de 163 068 à 240 190, pour donner un taux de croissance annuel de 2,8%. Le taux de croissance du nombre d'abonnements est plus du triple de celui de la population en raison du déclin du nombre de personnes par ménage, qui est passé de 3,90 à 3 (voir Tableau A1). Les paragraphes suivants traitent des prévisions de la population et du nombre de personnes par ménage.

Population

Le nombre futur d'habitants est influencé par trois facteurs: les naissances, les décès et le taux de migration. L'exactitude des prévisions démographiques dépend donc de la possibilité de prévoir chacun de ces facteurs.

Les naissances sont fonction du taux de fécondité et du nombre de femmes en âge d'avoir des enfants. Le taux de fécondité, variant selon les conditions socio-économiques, est difficile à prévoir. Le nombre de décès, qui dépend du taux de mortalité au sein de chaque groupe d'âge, suit une tendance relativement stable et est plus facile à prévoir. Par contre, les tendances migratoires, généralement considérées comme étant

TABLEAU A1

HISTORIQUE DE LA POPULATION ET DES MÉNAGES

Année financière	(1) Population du NB	(2) Abonnements permanents	(1)/(2) Nombre de personnes par abonnement
Historique			
1971-72	636400	163068	3,90
1972-73	642400	170500	3,77
1973-74	649300	179163	3,62
1974-75	657500	187875	3,50
1975-76	669200	194749	3,44
1976-77	679600	203071	3,35
1977-78	685800	209272	3,28
1978-79	690200	214425	3,22
1979-80	693800	218319	3,18
1980-81	696300	221829	3,14
1981-82	698300	224325	3,11
1982-83	703700	226487	3,11
1983-84	709200	231333	3,07
1984-85	714600	235520	3,03
1985-86	719400	240190	3,00
Prévision			
1986-87	725100	244159	2,97
1987-88	730000	247799	2,95
1988-89	734800	251081	2,93
1989-90	739300	254048	2,91
1990-91	743600	257071	2,89
1991-92	747800	259805	2,88
1992-93	751700	262372	2,87
1993-94	755400	264724	2,85
1994-95	758900	266951	2,84
1995-96	762200	269064	2,83
1996-97	765300	271093	2,82
1997-98	768400	273126	2,81
1998-99	771500	275210	2,80
99-2000	774600	277299	2,79
2000/01	777700	279393	2,78

influencées par les conditions économiques, sont peut-être la composante la plus incertaine des prévisions démographiques.

Quant aux prévisions du nombre de ménages, il est possible d'éliminer l'élément d'incertitude associé au taux de fécondité en fondant la prévision du nombre de ménages futurs sur le nombre de personnes de 15 ans et plus, c'est-à-dire sur ceux qui sont susceptibles de fonder un ménage pendant la période de quinze ans visée par la prévision.

Les taux de mortalité sont stables et relativement faciles à prévoir. D'autre part, la tendance à long terme de la migration nette défie la prévision. L'hypothèse d'un taux presque nul de migration nette réduirait au minimum les erreurs pour l'ensemble de la projection et semble donc être le meilleur choix.

Énergie NB avait préparé en 1982 une prévision de la population totale et du nombre de personnes de plus de quinze ans en se fondant sur les taux de fécondité et de mortalité projetés par Statistique Canada et en supposant un taux nul de migration nette pendant toute la période. Cette prévision s'accorde avec les chiffres estimés de la population actuelle depuis cette date.

Statistique Canada a aussi produit une série de dix-huit projections démographiques différentes (pas encore rendues officiellement publiques). Nous avons examiné ces projections et décidé que le choix le plus approprié était celui consistant en un taux presque nul de migration interprovinciale, un taux faible d'immigration en provenance de l'étranger et un taux de fécondité constant. Ce choix s'accorde avec les tendances et les attentes actuelles ainsi qu'avec les critères établis pour minimiser les erreurs de prévision. La projection de Statistique Canada basée sur les hypothèses données ci-dessus est légèrement inférieure aux chiffres estimés de la population actuelle. La projection préparée en 1982 par Énergie NB, qui s'accorde depuis quatre ans avec les chiffres estimés de la population actuelle, diffère très peu de la prévision de Statistique Canada et a donc été utilisée pour la présente prévision (voir Tableau A2).

TABLEAU A2

HISTORIQUE ET PRÉVISION DE LA POPULATION

Année financière	Population du NB	Taux de croiss.de la population	Personnes agées de 15 ans et plus	Taux de croiss. personnes de 15 ans et plus
Historique				
1971-72	636400		434200	
1972-73	642400	0,94%	442800	1,98%
1973-74	649300	1,07%	452100	2,10%
1974-75	657500	1,26%	462200	2,23%
1975-76	669200	1,78%	476100	3,01%
1976-77	679600	1,55%	487600	2,42%
1977-78	685800	0,91%	496600	1,85%
1978-79	690200	0,64%	505100	1,71%
1979-80	693800	0,52%	513100	1,58%
1980-81	696300	0,36%	519400	1,23%
1981-82	698300	0,29%	525400	1,16%
1982-83	703700	0,77%	532900	1,43%
1983-84	709200	0,78%	539800	1,29%
1984-85	714600	0,76%	546400	1,22%
1985-86	719400	0,67%	552700	1,15%
Prévision				
1986-87	725100	0,79%	559900	1,30%
1987-88	730000	0,68%	566300	1,14%
1988-89	734800	0,66%	572100	1,02%
1989-90	739300	0,61%	577400	0,93%
1990-91	743600	0,58%	582800	0,94%
1991-92	747800	0,56%	587800	0,86%
1992-93	751700	0,52%	592400	0,78%
1993-94	755400	0,49%	596500	0,69%
1994-95	758900	0,46%	600300	0,64%
1995-96	762200	0,43%	604100	0,63%
1996-97	765300	0,41%	607700	0,60%
1997-98	768400	0,41%	611300	0,59%
1998-99	771500	0,40%	615000	0,61%
99-2000	774600	0,40%	618700	0,60%
2000/01	777700	0,40%	622400	0,60%

Nombre de personnes par ménage (Taux de chefs de ménage)

La prévision du nombre d'abonnements se fonde sur le taux de chefs de ménage (proportion des personnes de 15 ans et plus qui sont abonnés permanents) et sur le nombre de personnes âgées de 15 ans et plus. La croissance rapide du taux de chefs pendant le début et le milieu des années 70 ne s'est pas maintenue pendant le reste de la décennie et le début des années 80. Le ralentissement de la croissance du taux de chefs ces dernières années correspond à une stabilisation relative du nombre de personnes par famille aux alentours de 3 personnes par ménage. On prévoit un taux de croissance du taux de chefs qui se situerait à 0,11% par an de 1986 à 1991, à 0,09% de 1991 à 1996 et à 0,07% de 1996 à 2001. Ces taux sont à comparer aux taux de croissance réels de 0,36% et 0,15% par an pour les périodes allant de 1975-76 à 1980-81 et de 1980-81 à 1985-86 respectivement. Le Tableau A3 donne les prévisions de la population de 15 ans et plus, des taux de chefs et du nombre de ménages (abonnements permanents).

Les abonnements saisonniers, qui absorbent environ 1% des ventes d'électricité à l'usage domestique, devraient augmenter à un taux de 200 par année (un peu moins que la moyenne historique de 280 par année affichée depuis 1972). Le Tableau A4 donne la prévision et l'historique du nombre total d'abonnements domestiques et de ses deux composantes, abonnements permanents et saisonniers.

TABLEAU A3
ABONNEMENTS DOMESTIQUES PERMANENTS

Année financière	(1) Population âgée de 15 ans et plus	(2) Taux de chefs de ménage	(1)*(2)/100 Abonnements permanents
Historique			
1971-72	434200	37,556	163068
1972-73	442800	38,505	170500
1973-74	452100	39,629	179163
1974-75	462200	40,648	187875
1975-76	476100	40,905	194749
1976-77	487600	41,647	203071
1977-78	496600	42,141	209272
1978-79	505100	42,452	214425
1979-80	513100	42,549	218319
1980-81	519400	42,709	221829
1981-82	525400	42,696	224325
1982-83	532900	42,501	226487
1983-84	539800	42,855	231333
1984-85	546400	43,104	235520
1985-86	552700	43,458	240190
Prévision			
1986-87	559900	43,608	244159
1987-88	566300	43,758	247799
1988-89	572100	43,888	251081
1989-90	577400	43,999	254048
1990-91	582800	44,110	257071
1991-92	587800	44,200	259805
1992-93	592400	44,290	262372
1993-94	596500	44,380	264724
1994-95	600300	44,470	266951
1995-96	604100	44,540	269064
1996-97	607700	44,610	271093
1997-98	611300	44,680	273126
1998-99	615000	44,750	275210
99-2000	618700	44,820	277299
2000/01	622400	44,890	279393

TABLEAU A4

TOTAL DES ABONNEMENTS DOMESTIQUES

Année financière	(1) Abonnements permanents	(2) Abonnements saisonniers	(1)+(2) Tot. des abonn. domestiques
Historique			
1971-72	163068	11500	174568
1972-73	170500	11800	182300
1973-74	179163	12100	191263
1974-75	187875	12500	200375
1975-76	194749	12800	207549
1976-77	203071	13500	216571
1977-78	209272	13800	223072
1978-79	214425	14000	228425
1979-80	218319	14400	232719
1980-81	221829	14835	236664
1981-82	224325	14462	238787
1982-83	226487	15170	241657
1983-84	231333	15170	246503
1984-85	235520	15370	250890
1985-86	240190	15570	255760
Prévision			
1986-87	244159	15770	259929
1987-88	247799	15970	263769
1988-89	251081	16170	267251
1989-90	254048	16370	270418
1990-91	257071	16570	273641
1991-92	259805	16770	276575
1992-93	262372	16970	279342
1993-94	264724	17170	281894
1994-95	266951	17370	284321
1995-96	269064	17570	286634
1996-97	271093	17770	288863
1997-98	273126	17970	291096
1998-99	275210	18170	293380
99-2000	277299	18370	295669
2000/01	279393	18570	297963

ANNEXE B

CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR ABONNEMENT

La consommation d'énergie par abonnement dépend du nombre d'appareils électriques (ou d'équipement) utilisés et de la consommation annuelle moyenne par appareil.

Les données sur le nombre d'appareils électriques en usage actuellement par abonnement permanent proviennent d'enquêtes auprès des abonnés. L'enquête la plus récente date de janvier 1985. Les niveaux de pénétration futurs se fondent sur une estimation de la pénétration de chaque appareil dans la nouvelle habitation et des possibilités de pénétration additionnelle dans les maisons existantes. Les paragraphes suivants traitent en détail de la prévision de deux types importants d'équipement domestique électrique qui sont à l'origine de près de 65% de la consommation totale d'énergie domestique.

Systèmes de chauffage et chauffe-eau électriques

Le Sondage sur la diffusion des électroménagers menée par Énergie NB en janvier 1985 montre que l'électricité est maintenant la source principale d'énergie de chauffage domestique des abonnés permanents. En se basant sur les résultats de cette enquête et sur le nombre d'abonnés additionnels se chauffant à l'électricité depuis le sondage (8000 conversions du mazout à l'électricité et 45 000 nouvelles habitations), on estime que l'électricité est la source principale d'énergie de chauffage des locaux dans 42% des maisons du Nouveau-Brunswick.

On fixe à 45 000[1] le nombre de conversions du mazout à l'électricité prévues au cours des quinze prochaines années. On prévoit aussi que toutes les nouvelles habitations seront chauffées à

---

(1) Voir Annexe C pour de plus amples détails.

l'électricité. Cette prédiction se base sur l'hypothèse que l'électricité continuera à coûter moins que le pétrole et que le gaz naturel ne sera pas disponible au Nouveau-Brunswick avant l'année 2000.

La méthode de prévision du nombre futur d'abonnés qui chauffent leur eau à l'électricité est la même que pour les systèmes de chauffage des locaux. La différence principale est qu'une conversion à l'électricité d'un chauffage au mazout ne signifie pas toujours l'addition d'un chauffe-eau électrique parce que près de 56,6%(2) des abonnés qui se chauffent à présent au mazout ont déjà un chauffe-eau électrique.

Pour calculer la consommation par abonnement, nous devons connaître, outre le nombre d'appareils en usage, la consommation annuelle moyenne de chaque appareil.

Les besoins moyens d'une maison chauffée à l'électricité sont estimés à 13 600 kW.h par an. Ce chiffre s'applique aussi aux nombreux abonnés qui utilisent le bois comme source d'énergie de chauffage additionnelle. Dans les maisons où on n'a aucun recours au bois, on estime que la consommation d'électricité pour le chauffage des locaux se situe aux alentours de 17 000 kW.h par an.(3)

Les données sur l'alimentation en bois et son utilisation indiquent que la quantité totale de bois utilisé comme combustible de chauffage a atteint un niveau stable(4) et il n'y a pas lieu de croire que ce niveau changera au cours de la période visée par la prévision. Cette hypothèse a été confirmée par l'évolution de la consommation d'électricité correspondant au nombre de maisons additionnelles chauffées à l'électricité au cours des deux dernières années.

---

(2) Sondage sur la diffusion des électroménagers de 1985.
(3) Évaluation fournie par le Secrétariat à l'énergie du Nouveau-Brunswick
(4) Statistique Canada, Catalogue 25-201

Les évaluations de l'énergie requise annuellement pour le chauffage électrique des locaux et d'autres applications ont été introduites dans le modèle «par usage». La quantité d'énergie consommée pour le chauffage des locaux domestiques a été mise à jour en fonction des réponses au Sondage sur la diffusion des électroménagers entrepris en 1985 par Énergie NB. Le volume réel de la consommation ayant trait à cet usage pendant l'année financière 1985-86 s'accorde avec les résultats du modèle «par usage».

Les Tableaux B2, B3 et B4 donnent les résultats du modèle «par usage» pour la cinquième année de chacune des périodes de cinq ans et montrent l'évolution de la consommation annuelle moyenne par abonnement (ménage) permanent. La contribution croissante du chauffage électrique à la consommation annuelle moyenne est fonction de la diffusion sur une plus grande échelle du chauffage à l'électricité, qui devrait passer de 42% en 1985-86 à 66,3% en 2000-2001.

TABLEAU B1

ÉVALUATION PAR USAGE DE LA CONSOMMATION DOMESTIQUE 1985-86

Appareil ou équipement électrique	Niveau de diffusion	Consommation annuelle de l'appareil (en KW.h)	Contribution à la consomm. moyenne par ménage (en KW.h)	% du total
Syst. de chauff.	42,0%	13638	5722	41,8
Chauffe-eau	75,8%	3920	2973	21,7
Réfrigérateur	100,0%	1263	1263	9,2
Cuisinière	95,7%	1118	1070	7,8
Congélateur	62,7%	842	528	3,9
Lave-vaisselle	33,3%	360	120	0,9
Machine à laver	84,8%	90	76	0,6
Sécheuse	76,9%	900	692	5,1
Téléviseur	100,0%	384	384	2,8
Climatiseur	7,9%	500	40	0,3
Éclairage	100,0%	600	600	4,4
Divers	100,0%	211	211	1,5
Total			13678	100,0

TABLEAU B2

ÉVALUATION PAR USAGE DE LA CONSOMMATION DOMESTIQUE 1990-91

Appareil ou équipement électrique	Niveau de diffusion	Consommation annuelle de l'appareil (en KW.h)	Contribution à la consomm. moyenne par ménage (en KW.h)	% du total
Syst. de chauff.	53,4%	13893	7422	47,0
Chauffe-eau	81,2%	3920	3182	20.2
Réfrigérateur	100,0%	1294	1294	8,2
Cuisinière	98,7%	1063	1049	6.6
Congélateur	70,7%	821	580	3,7
Lave-vaisselle	40,5%	360	146	0,9
Machine à laver	83,9%	90	75	0,5
Sécheuse	79,5%	900	716	4.5
Téléviseur	100,0%	403	403	2,6
Climatiseur	8,9%	500	45	0,3
Éclairage	100,0%	600	600	3,8
Divers	100,0%	270	270	1,7
Total			15782	100,0

TABLEAU B3

ÉVALUATION PAR USAGE DE LA CONSOMMATION DOMESTIQUE 1995-96

Appareil ou équipement électrique	Niveau de diffusion	Consommation annuelle de l'appareil (en KW.h)	Contribution à la consomm. moyenne par ménage (en KW.h)	% du total
Syst. de chauff.	61,5%	13809	8490	49.5
Chauffe-eau	85,0%	3920	3330	19,4
Réfrigérateur	100,0%	1327	1327	7,7
Cuisinière	99,6%	1011	1007	5,9
Congélateur	76,7%	800	614	3,6
Lave-vaisselle	46,5%	360	167	1,0
Machine à laver	83,2%	90	75	0,4
Sécheuse	81,2%	900	731	4,3
Téléviseur	100,0%	424	424	2,5
Climatiseur	9,9%	500	49	0,3
Éclairage	100,0%	600	600	3,5
Divers	100,0%	344	344	2,0
Total			17159	100,0

TABLEAU B4

ÉVALUATION PAR USAGE DE LA CONSOMMATION DOMESTIQUE 2000-01

Appareil ou équipement électrique	Niveau de diffusion	Consommation annuelle de l'appareil (en KW.h)	Contribution à la consomm. moyenne par ménage (en KW.h)	% du total
Syst. de chauff.	66,3%	13619	9030	50.3
Chauffe-eau	87,2%	3920	3417	19.1
Réfrigérateur	100,0%	1361	1361	7.6
Cuisinière	99,9%	961	960	5.4
Congélateur	79,8%	781	623	3.5
Lave-vaisselle	51,6%	360	186	1.0
Machine à laver	82,8%	90	74	0.4
Sécheuse	82,8%	900	745	4,2
Téléviseur	100,0%	445	445	2,5
Climatiseur	10,8%	500	54	0.3
Éclairage	100,0%	600	600	3.3
Divers	100,0%	440	440	2.5
Total			17934	100,0

ANNEXE C

CONVERSIONS À L'ÉLECTRICITÉ

Environ 30 000 abonnés domestiques ont converti à l'électricité leur système de chauffage au mazout et bénéficié de la subvention de 800$ accordée par le gouvernement fédéral dans le cadre du Programme canadien de remplacement du pétrole qui est entré en vigueur en octobre 1980 et s'est terminé le 31 mars 1985. Depuis, 5000 conversions de plus ont été effectuées au cours de l'année financière 1985-86, la première depuis l'abrogation de ce programme.

La chute récente du prix mondial du pétrole a fait tomber le prix du mazout utilisé pour le chauffage domestique. Néanmoins, cela coûte toujours moins cher de se chauffer à l'électricité qu'avec un chauffage au mazout d'un rendement de 65% (le niveau de rendement des chaudières au mazout en existence). L'électricité peut aussi concurrencer le mazout si le rendement du chauffage est de 85% (niveau de rendement espéré des nouvelles chaudières au mazout récemment mises sur le marché).

Les données historiques (voir figures C.1 et C.2) indiquent que les abonnés domestiques ont converti leur chauffage du mazout à l'électricité même quand cela coûtait moins cher de se chauffer au mazout. Par exemple, entre 1976 et 1979, quand le mazout était environ 40% moins cher, le nombre de maisons chauffées au mazout a décliné de 23 000. Ce déclin a correspondu à une augmentation de 13 000 du nombre de maisons chauffées au bois et de 10 000 chauffées à l'électricité.

L'impression créée par la chute récente du prix mondial du pétrole et la commercialisation des chaudières au mazout de «grande» efficacité aura un effet sur le nombre de conversions du mazout à l'électricité pour le chauffage des locaux. Par conséquent, nous prévoyons qu'environ 60% de toutes les maisons chauffées au mazout seront converties à l'électricité au cours des quinze prochaines années. Cette proportion correspond à une moyenne de 3000 conversions par an, par rapport au chiffre de 4000 conversions par an (80% du total des maisons chauffées au mazout) donné dans la prévision de 1985.

FIGURE C.1

SOURCES D'ÉNERGIE
DE CHAUFFAGE DOMESTIQUE

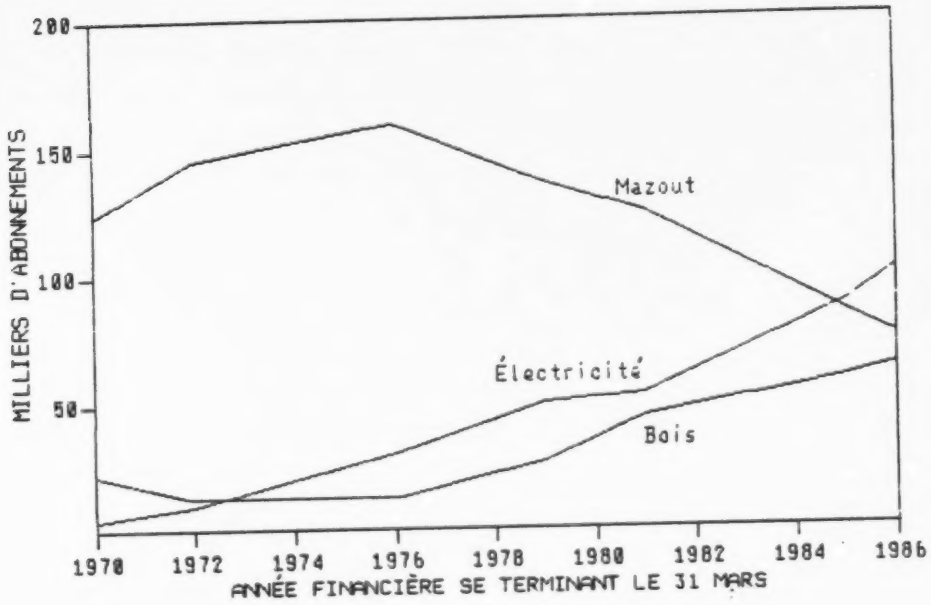


FIGURE C.2

COUTS DU CHAUFFAGE DES LOCAUX

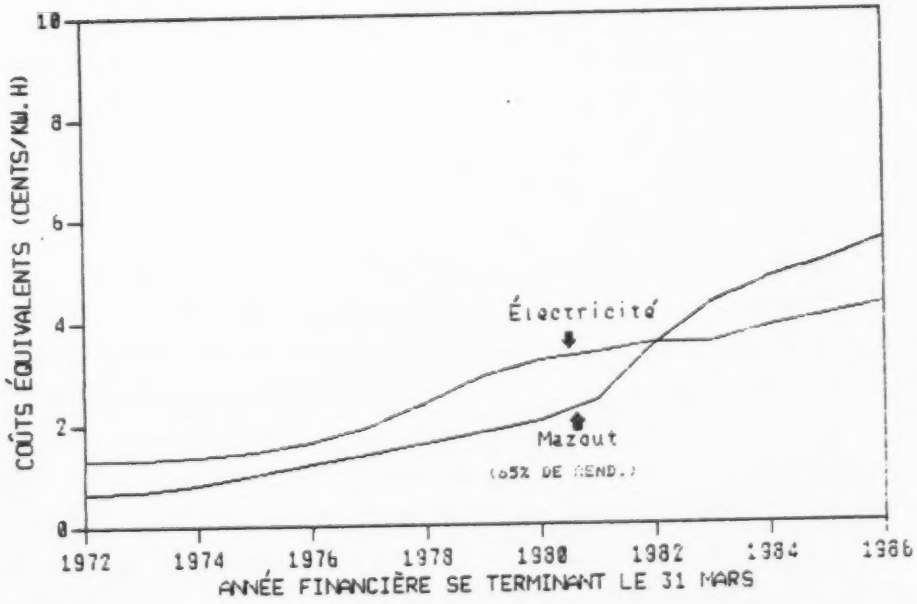


TABLEAU C1

PRÉVISION DU NOMBRE DE CONVERSIONS À L'ÉLECTRICITÉ
DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE AU MAZOUT

	NOMBRE DE CONVERSIONS	
ANNÉE FINANCIÈRE	PREVISION DE 1986	PRÉVISION DE 1985
1986-87	4500	7000
1987-88	4000	6000
1988-89	3700	5000
1989-90	3700	5000
1990-91	3700	4000
1991-92	3700	4000
1992-93	3500	4000
1993-94	3200	4000
1994-95	2900	3000
1995-96	2600	3000
1996-97	2300	3000
1997-98	2100	3000
1998-99	1900	3000
99-2000	1700	3000
2000-01	1500	3000
TOTAL	45 000	60 000

ANNEXE D

L'INDUSTRIE DE LA TRANSFORMATION DU BOIS

Entre les années financières 1971-72 et 1984-85, les ventes d'électricité régulière au secteur de la transformation du bois de l'usage industriel-transport ont augmenté pour passer de 1067 GW.h à quelque 2658 GW.h. Les grèves qui ont touché ce secteur au cours de la dernière année financière (1985-86) ont causé un déclin de 8,9% des ventes d'énergie, soit 220 GW.h de moins que pendant l'année financière 1984-85. En 1985-86, ce secteur a consommé environ 70% de l'électricité régulière vendue à l'usage industriel-transport (par comparaison à 74% en 1984-85) et 23,2% de l'alimentation totale à l'intérieur de la province. Environ 98% des ventes d'électricité à l'industrie de la transformation du bois intéressent les onze usines de pâtes et papiers de la province, tandis que les fabricants de bois de construction, de contre-plaqué et de panneaux d'aggloméré absorbenc les 2% qui restent. La présente annexe discute les perspectives à long terme de l'industrie des pâtes et papiers et les effets possibles de cette évolution sur la prévision des charges industrielles.

Les quatre facteurs-clés qui devraient influencer les besoins en énergie électrique de cette industrie sont (i) la disponibilité de la matière première, (ii) la demande des produits de cette industrie, (iii) le conditionnement plus poussé du produit, et (iv) les effets de l'introduction de nouvelles électrotechnologies comme les pompes à chaleur à haute température.

(i) Disponibilité des matières premières: Des études scientifiques et empiriques approfondies sur la disponibilité du bois ont été effectuées par le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick (MRN). Les résultats de ces recherches indiquent qu'il n'existe:

«...aucun problème immédiat en ce qui a trait à l'approvisionnement en bois et que, même en les pires circonstances, aucun problème ne se posera avant 15 ou 20 ans.»(1)

L'alimentation en bois des industries en existence à l'heure actuelle n'a donc pas été considérée comme une contrainte dans la prévision de la charge de ce secteur. La prudence exige toutefois de tenir compte des perspectives d'avenir de cette industrie au-delà de la période de quinze ans. Le rapport du MRN cité ci-dessus indique que si on s'en tient aux méthodes d'aménagement forestier actuelles, la province connaîtra une légère pénurie de bois d'ici 30 ou 40 ans. Cependant, l'épuisement des ressources n'est pas imminent et ce secteur devrait donc continuer à être un gros consommateur d'électricité.

Le rapport du MRN signale aussi l'existence d'un léger surplus de feuillus, plus particulièrement propres à la fabrication des produits à base de fibre.(2) Les compagnies qui utilisent ce matériau auraient donc la possibilité d'augmenter leur production, menant à une majoration estimée de la charge de 8 MW.

(ii) Demande du produit: Un organisme des Nations Unies, l'Organisation pour l'alimentation et l'agriculture (OAA), poursuit de vastes recherches sur l'industrie des pâtes et papiers. Selon les évaluations de l'OAA, la demande pour ce produit chez les clients principaux du Canada, c'est-à-dire l'Amérique du nord, l'Europe occidentale et le Japon,

---

(1) Bien aménager les forêts, c'est s'engager à agir, ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick.

(2) La forêt du Nouveau-Brunswick et ses utilisateurs industriels, Vue d'ensemble, ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick.

connaîtra une croissance annuelle d'un peu plus de 3%[3]. En conséquence, les producteurs provinciaux de papier journal dont les prix sont concurrentiels devraient être en mesure de maintenir leur niveau d'exportation actuel.

On prévoit que l'imposition d'un quota de 600 millions de tonnes sur les importations dans la Communauté économique européenne (CEE) de papier journal en provenance du Canada[4] n'aura pas d'effet majeur sur les producteurs provinciaux de papier journal (moins de 14% de la production de papier journal du Nouveau-Brunswick est exportée dans les pays de la CEE). La présente prévision se base sur l'hypothèse que le quota proposé n'aura pas d'effet sur les marchés du papier journal produit au Nouveau-Brunswick, et qu'au cas contraire les producteurs réussiront à trouver d'autres débouchés aux États-Unis en raison de la plus grande valeur du dollar américain par rapport au dollar canadien.

(iii) Conditionnement plus poussé du produit: Citons, à titre d'exemple, la construction récente d'une usine de production du papier couché léger par un procédé qui combine la pâte kraft et la pâte mécanique produites par deux usines existantes. L'usine de papier couché garantira un marché à environ 40% de la production des deux usines de pâte qui, à l'heure actuelle, vendent toute leur production sur le marché libre. La fabrication du papier léger couché devrait commencer en juillet 1986. Il y a toute probabilité qu'une seconde machine de production du papier couché sera installée prochainement.[5]

---

(3) Voir le rapport provisoire du Comité consultatif des industries forestières à l'honorable Edward C. Lumley, ministre de l'Industrie et du Commerce et de l'Expansion industrielle régionale.

(4) Pulp and Paper Week, 85-01-07.

(5) Voir l'article «Second Paper Machine expected to be announced before long» publié dans le Telegraph Journal, Saint John, 86-04-14, p. 19.

(iv) Effet de l'introduction des technologies nouvelles: Des recherches récentes[6] justifient l'utilisation des pompes à chaleur électriques et d'équipement de recompression mécanique de la vapeur pour faire usage de la chaleur résiduelle des décharges de vapeur. On estime que l'utilisation des pompes à chaleur dans les usines de papier journal pourrait produire une majoration de charge d'environ 35 MW.[7] L'utilisation possible des pompes à chaleur dans les usines à pâte kraft fait l'objet d'un projet de recherche en cours de l'Association canadienne de l'électricité. Le rapport final devrait être publié au cours de l'année 1986.

---

(6) Utilisation des thermopompes industrielles, une étude des technologies de pointe, Rapport de recherche de l'ACE, 130 U SOA.
(7) Séminaire sur les pompes à chaleur, Fredericton (N.-B.), mai 1985.

ANNEXE E

L'INDUSTRIE MINIÈRE ET LES FONDERIES

Entre les années financières 1971-72 et 1985-86, le volume des ventes d'électricité régulière au secteur minier et aux fonderies de la catégorie d'usage industriel-transport a augmenté pour passer de 356 GW.h à 690 GW.h. En 1985-86, le secteur minier a consommé environ 20% de l'électricité régulière vendue à l'usage industriel-transport et 6,7% de l'alimentation totale à l'intérieur de la province.

Les facteurs-clés qui devraient influencer les besoins en énergie électrique de cette industrie sont (i) la possibilité d'ouvrir de nouvelles mines; (ii) la réouverture de mines fermées et (iii) la possibilité d'accroître l'électrification du secteur minier au moyen de l'application de nouvelles électrotechnologies.

(i) Ouverture de nouvelles mines: D'après une étude de faisabilité, l'exploitation d'une mine d'or située dans la région de Bathurst serait rentable et on s'attend à ce que les travaux y commencent prochainement. L'ouverture d'une troisième mine de potasse au Nouveau-Brunswick, prévue pour la fin des années 80, a été retardée jusqu'après 1990 en raison de la stagnation prévue de la demande de potasse dans un proche avenir.

(ii) Réouverture de mines fermées: Le relèvement du prix mondial de l'antimoine[1] avait permis la réouverture d'une mine provinciale où les travaux ont effectivement repris en septembre 1985. La mine avait été fermée en mai 1981 à cause de l'épuisement de la veine d'antimoine en exploitation. Suite à des explorations ultérieures, la compagnie a trouvé

---

(1) Voir le Globe and Mail du 84-07-30, p. B5.

une autre veine capable d'être exploitée pendant cinq autres années au taux actuel de production.(2)

La compagnie compte construire une fonderie sur le site de la mine pour transformer le sulfure d'antimoine extrait de la mine en antimoine métallique ou en oxyde d'antimoine. On estime que la fonte serait à la fois rentable et technologiquement faisable. De plus, il y a de nombreuses raisons de croire qu'on pourra découvrir une autre veine d'antimoine à proximité de la mine actuelle. La présente prévision de la charge suppose que la mine restera en exploitation pendant la période visée par la prévision.

(iii) L'accroissement de l'électrification: L'utilisation de l'électricité pour chauffer les galeries de mines est maintenant considérée une opération rentable. Cela pourrait mener à une augmentation de charge de 10 MW.

D'autres facteurs qui mèneraient à une croissance de la charge relative au secteur minier sont la possibilité d'utiliser un appareillage électrique pour la manutention des matériaux, l'exploitation minière, le chauffage à l'électricité des galleries et l'application de la technologie des pompes à chaleur(3). On ne peut pas encore déterminer le volume d'une grande portion de cette charge éventuelle, qui n'est donc pas comprise dans la prévision de la charge du secteur minier. À présent, ces charges éventuelles sont comprises dans la prévision de 6 MW additionnels par an pour les aménagements futurs imprévus.

---

(2) Voir The Daily Gleaner, Fredericton, du 85-01-15, p. 31.
(3) L'Association canadienne de l'électricité parraine un projet de recherche pour calculer les possibilités de charge additionnelle relative à l'utilisation des pompes à chaleur dans l'industrie minière.